Universidad Politécnica de Cartagena

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Título del Proyecto /Trabajo: Parque de Aerogeneradores OFF-SHORE frente al puerto de Mahón Menorca.

Titulación: Ingeniero Industrial
Intensificación:
Alumno/a: Miguel Fernández García
Director/a/s: Fulgencio Marín García

Cartagena, 1 de Septiembre de 2009

1. Memoria

Parque de Aerogeneradores OFF-SHORE frente al puerto de Mahón-Menorca

Índice

1.Memoría.

1.1.Justificación localización del proyecto.

1.1.1.Antecedentes.

En primer lugar vamos a ver un plano del Sistema Eléctrico de las Islas Baleares y vamos a comentar sus características fundamentales.

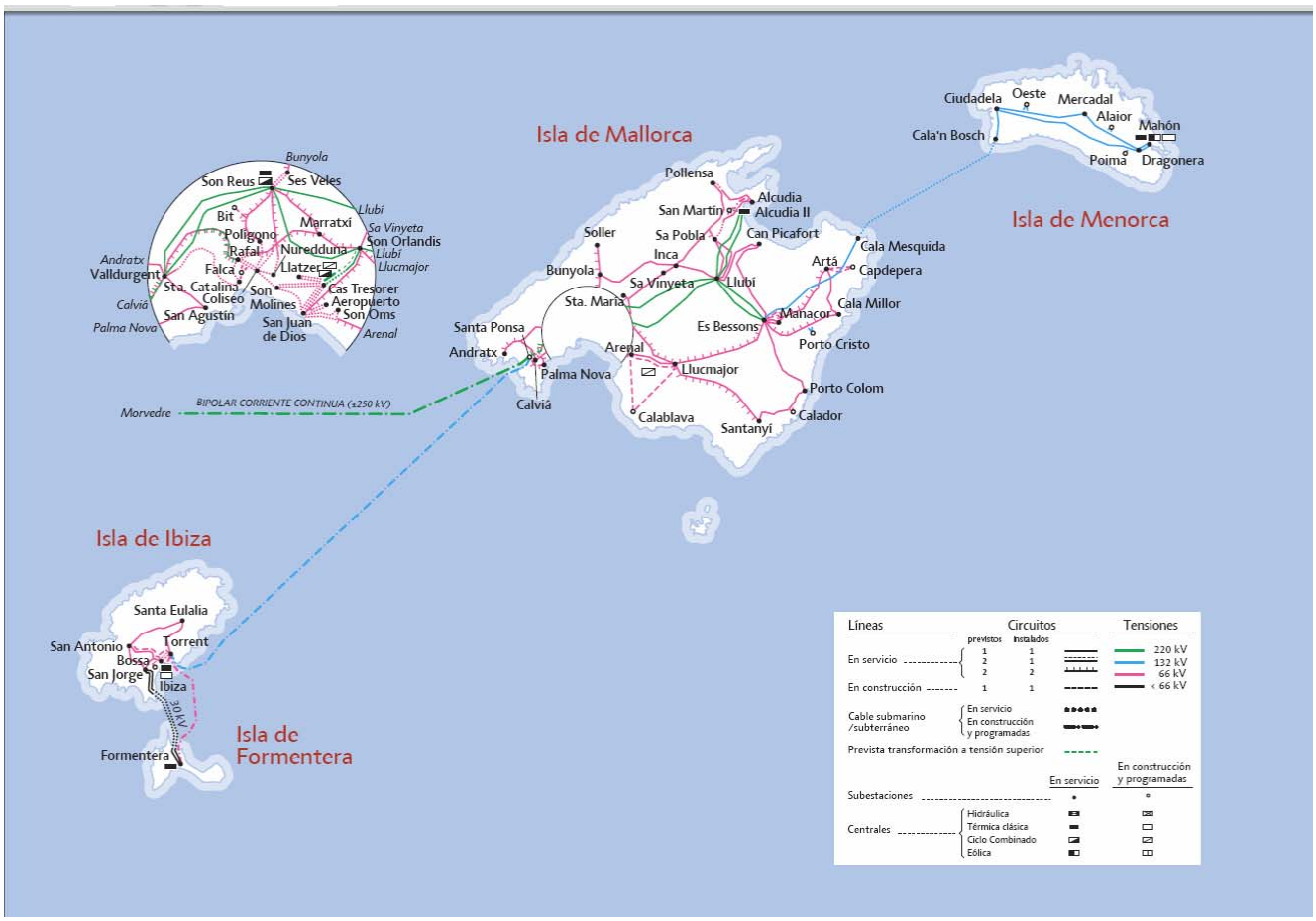


Figura 1. Mapa Red Eléctrica Islas Baleares.

Es un sistema insular con las tres líneas interconectadas entre si, con líneas submarinas que unen las cuatro Islas, Mallorca, Menorca, Ibiza y Formentera. La interconexión de las islas se hacen con líneas con una tensión nominal de 132 KV. Además éste sistema insular tiene una conexión con el sistema peninsular con una línea de continua a 220 KV.

Respecto a la generación tenemos los siguientes datos:
Vemos que globalmente el peso de la energía eólica es muy limitado ya que sólo cuentan con una potencia instalada de 3.2 MW, siendo la localización del único parque de aerogeneradores que dispone el archipiélago en **Menorca en las proximidades de Mahón.** Como atestigua el cuadro a medio colorear del mapa.

2. Balance de energía eléctrica

2.1 Balance de energía eléctrica del sistema eléctrico balear.

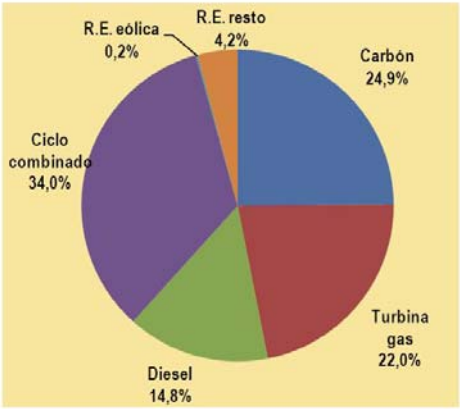
	Potencia	Enero		Acumulado anual		Año mòvil	
	MW	MWh	%09/08	MWh	%09/08	MWh	%09/08
Carbón	510	204.598	-34,3	204.598	-34,3	3.254.651	1,0
turbina gas	450	19.475	9,3	19.475	9,3	254.284	-7,4
diesel	302	87.876	4,6	87.876	4,6	1.110.232	1,7
vapor	-	-	-	-	-	-	
Fuel-gas	752	107.351	5,4	107.351	5,4	1.364.516	-0,1
Ciclo combinado	696	213.206	121,4	213.206	121,4	1.694.432	4,5
Régimen ordinario	1.958	525.155	3,1	525.155	3,1	3.313.232	1,7
Consumos en generación		-28.297	-9,7	-28.297	-9,7	-369.571	1,6
Régimen especial	89	14.140	22,4	14.140	22	174.073	42,8
Eólica	4	523	26,2	523	26,2	5.604	-1,1
Resto régimen especial	85	13.617	22,3	13.617	22,3	168.469	50,7
Generación neta	2.047	510.998	4,4	510.998	4,4	3.117.734	2,5
Demanda (b.c.)	**2.047**	**510.998**	**4,4**	**510.998**	**4,4**	**3.117.734**	**2,5**

Figura 2.Balance de Energía Eléctrica Islas Baleares.

Ahora con diagramas de círculos podemos ver esta información de una forma más gráfica:

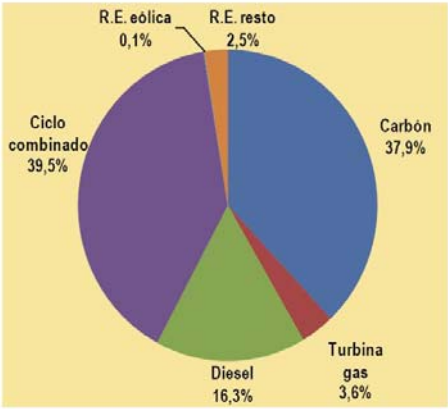
Figura 3.Balance de Energía Eléctrica Islas Baleares.

2.2 Estructura de potencia bruta instalada a 31 de enero. 2.047 MW



R.E.: Régimen especial

2.3 Estructura de generación neta. Enero. 510.998 MWh



R.E.: Régimen especial

Comprobamos de forma gráfica que la energía eólica en el Sistema Balear sólo supone un 0.1% de toda la energía producida.

Ahora vamos a ver como varía la demanda a lo largo del periodo comprendido entre enero 2008 y enero de 2009.

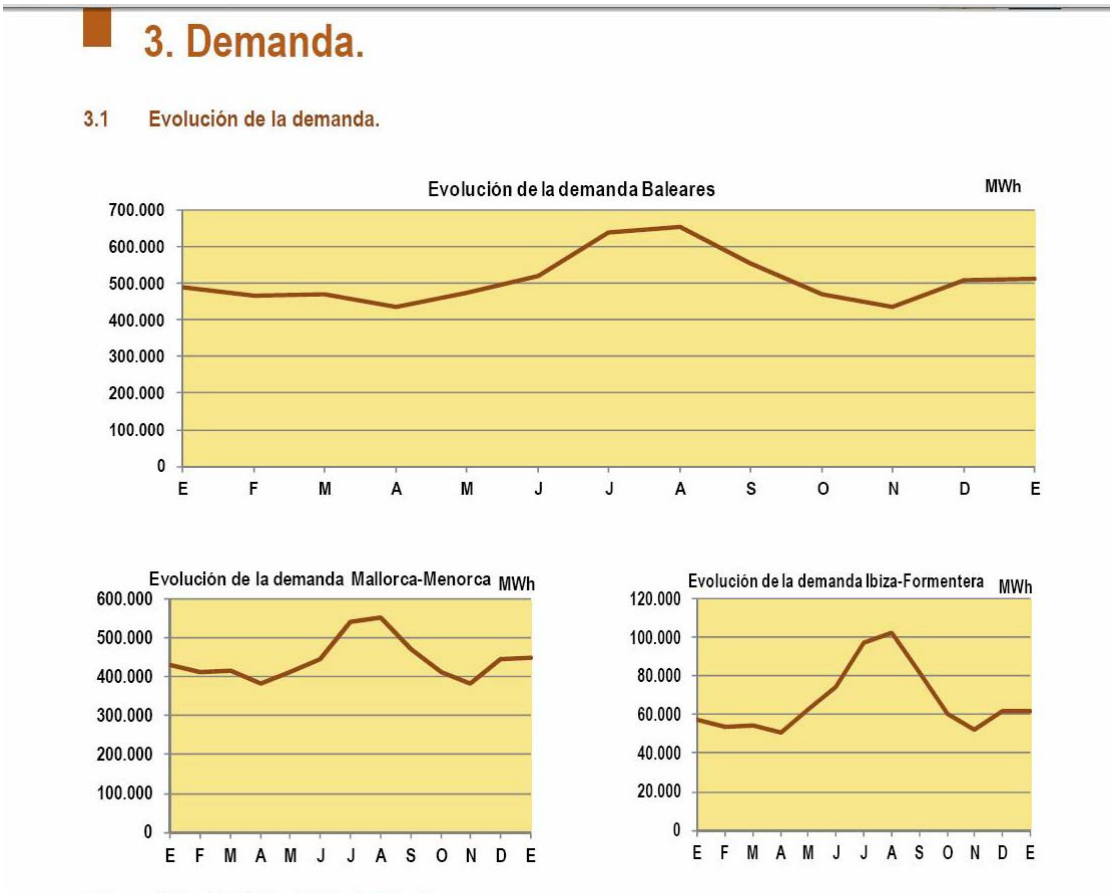
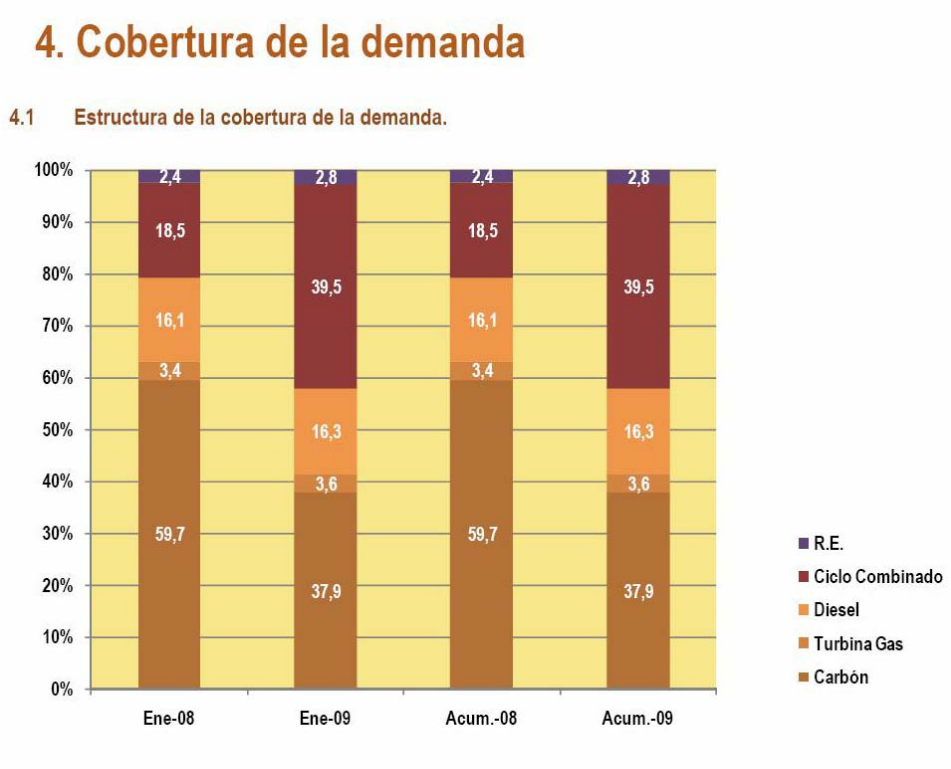


Figura 4.Demanda Energía Islas Baleares.

Vemos que el máximo en la demanda de electricidad del archipiélago se da en los meses estivales Sobrepasando los 600.000 MWh además vemos que en el sistema formado por Ibiza-Formentera se duplica el consumo eléctrico en los meses de verano, mientras que el sistema formado por Mallorca y Menorca varía la demanda alrededor de un 25%.

También vamos a observar la cobertura de la demanda de la energía de las islas, donde podemos comprobar que el Régimen Especial sólo supone un 2.4% de la energía total generada en las islas, rodando la energía eólica el 0.1% en la estructura actual de generación.

Figura 5.Cobertura Demanda Islas Baleares.



1.1.2. Análisis de las instalaciones eléctricas en la Isla de Menorca.

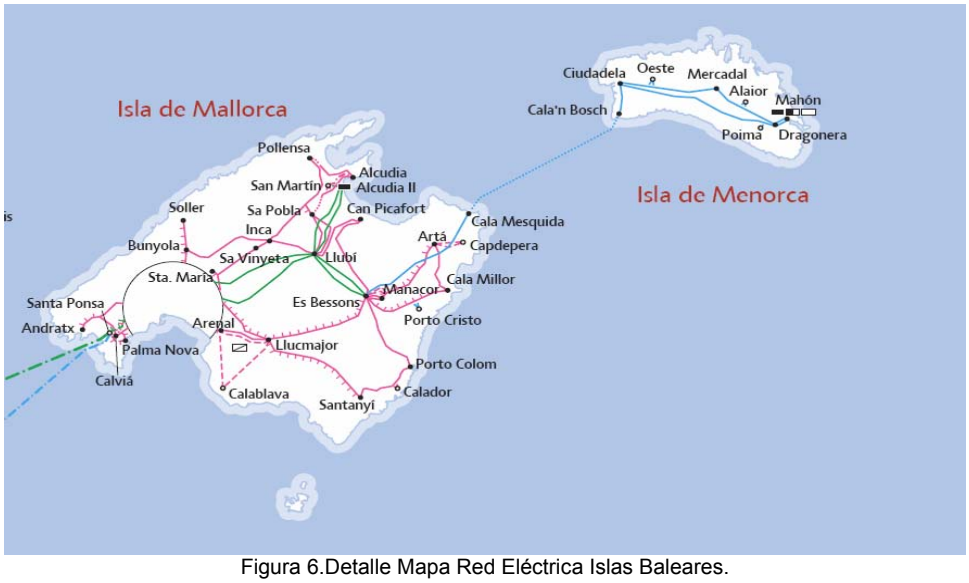


Figura 6.Detalle Mapa Red Eléctrica Islas Baleares.

Como vemos en el esquema de Red Eléctrica de España la Isla de Menorca está compuesta de dos ciudades principales, Mahón y Ciudadela.

La única generación eléctrica que existe en la isla se encuentra en las proximidades de la ciudad de Mahón compuesta por energía Térmica Clásica y una parque de aerogeneradores, la única presencia de energía eólica en la zona.
El parque de Aerogeneradores se llama "Parque Eólico de Es Milá", dispone de cuatro aerogeneradores modelo AE-59 de 800KW.

Figura 7.Parque de Aerogeneradores Es Milá

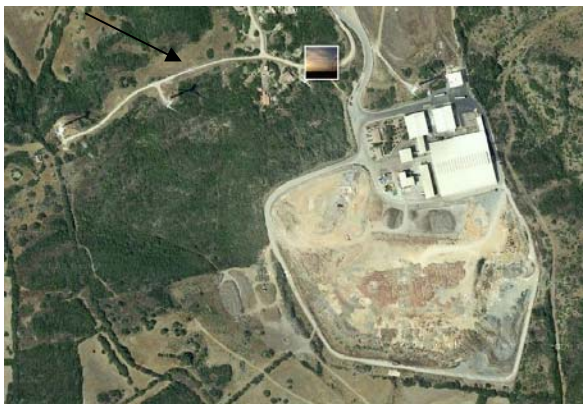


Figura 8. Vista Aérea del Parque de Aerogeneradores de Es Milá

Figura 9. Central Maó Gesa Endesa

Ha aparecido recientemente en un periódico de las islas la siguiente información:

ciutat.es
El diario digital de las Illes Balears

INICIO | ILLES BALEARS | ACTUALIDAD | DEPORTES | OPINIÓN | GENTE | SERVICIOS | ENLACES

Illes Balears | Mallorca | Menorca | Eivissa-Formentera | Palma Ciutat | Part Forana

Inicio › Illes Balears › Menorca › Gesa invierte 26 millones de euros en la instalación de una nueva turbina de gas en Maó

Gesa invierte 26 millones de euros en la instalación de una nueva turbina de gas en Maó

MARTES, 21 DE JULIO DE 2009 14:54 |

INVERSIONES.-Gesa Endesa ha invertido un total de **26 millones de euros** en la instalación de una nueva turbina de gas en **Maó,** que supondrá un incremento del **23 por ciento** de la potencia de la central. La turbina de gas forma parte del grupo de turbinas con las últimas tecnologías que existen en el mercado, hecho que supone una mejora del rendimiento de la máquina en comparación con otros instalados en la misma central.

El pasado día 4 de julio se llevó a cabo la primera sincronización en el **Grupo Turbina de Gas 5** de la **Central Térmica de Maó,** con la red eléctrica local.

El Grupo Turbina de Gas de 5 es un turbogrupo aeroderivado **DT8-3 SwiftPac de Pratt & Whitney,** constituido por dos turbinas de gas y un alternador, de **50 MW de potencia,** que utiliza **gasoil** de combustible. Esta configuración proporciona al Grupo un amplio rango de utilización y gran flexibilidad de operación. Se trata de una máquina similar a la del **Grupo 3** de la misma Central e idéntica a la del **Grupo 4** instalado en **2008. Endesa** dispone de otras unidades de generación de la misma tecnología en **Arona y Guía de Isora** (Tenerife), **C.D. Los Guinchos (La Palma) y en Eivissa.**

La **Central Térmica** contaba hasta el momento con tres grupos de generación **diesel,** cuatro grupos de turbinas de gas, con una capacidad nominal conjunta de generación de **217,5 MW.** La entrada en operación comercial de esta **Turbina de Gas** supondrá un aumento de la potencia instalada en la **Central del 23%,** hasta **267,5 MW.** La mejora en el rendimiento de la máquina, en comparación con las otras instaladas en la central, es debido a que la turbina forma parte del grupo de turbinas con las últimas tecnologías.

Con la puesta marcha de esta nuevo grupo, **Gesa Endesa** garantiza, así, una producción suficiente para satisfacer las posibles puntas de demanda que se puedan dar este verano en **Menorca.**

Enviar email | Compartir

Comentarios (0)

Figura 10.Artículo Compra nueva turbina.

Vemos que la central de Mahón ha debido ser ampliada hasta 267.5 MW, ha aumentado 50 MW a un coste de 26 Millones de Euros de obra más el consiguiente precio del combustible para generar electricidad.

Además también de la misma fuente se obtiene la siguiente noticia respecto al consumo punta de la isla:

Inicio › Actualidad › Economía y Turismo › La ola de calor dispara la demanda eléctrica en Menorca

La ola de calor dispara la demanda eléctrica en Menorca

JUEVES, 23 DE JULIO DE 2009 17:40

(0 Votos)

La central de Gesa de Maó tiene más potencia para la demanda punta FOTO: ALBA DE OÑA

Efe // Las altas temperaturas que se registran **han originado que se disparase la demanda de eléctrica**, que ha llegado a la punta máxima en lo que llevamos de año a los 1.227,7 megavatios brutos, según informan fuentes de la compañía Gesa Endesa.

De este modo, **la potencia eléctrica demandada ayer fue la más alta de 2009, tanto en el sistema de Mallorca y Menorca**, que alcanzó un consumo máximo de 1.039,2 MW.

Pese a los altos niveles registrados el miércoles en todo el archipiélago, **todavía no se han superado los 1.253,7 magavatios alcanzados el 31 julio del año pasado**, por lo que estamos en un 2,1 por ciento de consumo con respecto a 2008.

No obstante, debido a las altas temperaturas no se descarta que se vuelvan a batir máximos de demanda, por lo que **desde la empresa se recomienda hacer un uso racional de la energía**.

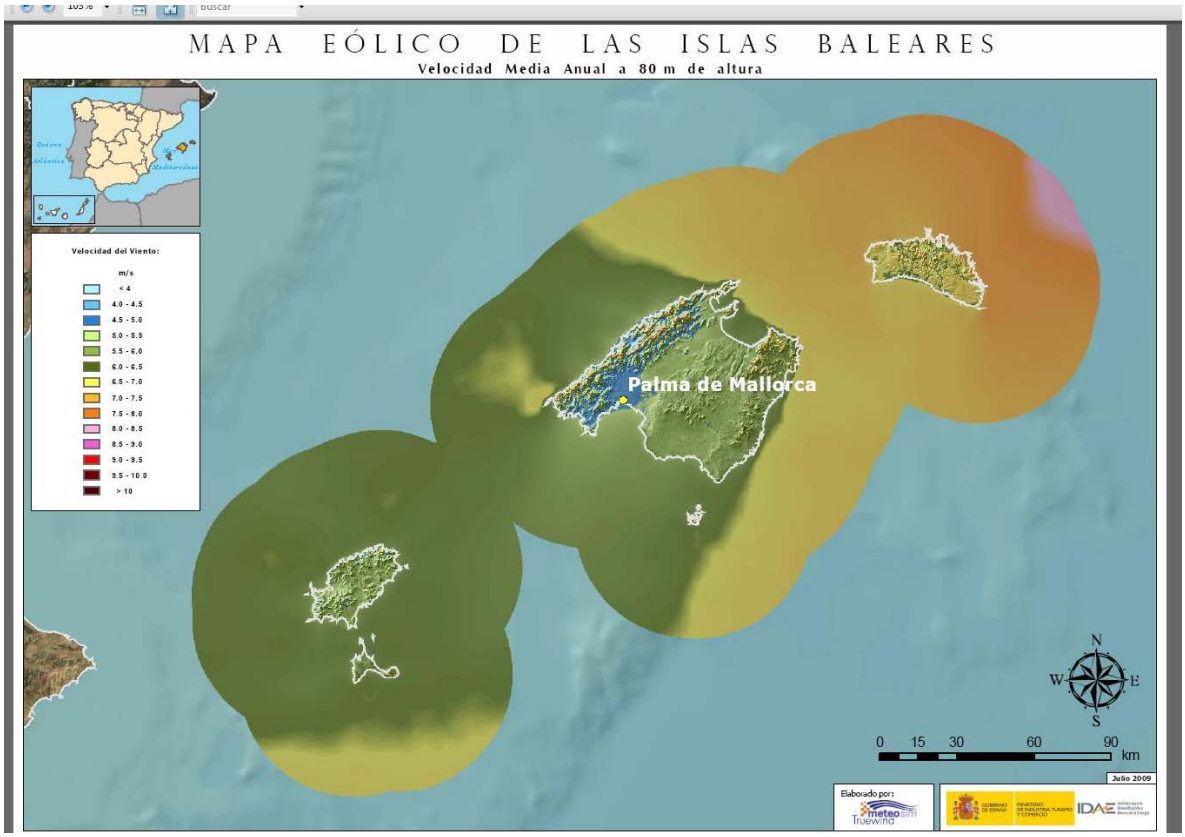
A pesar a este incremento de la demanda, **Gesa Endesa afirmó que el servicio está garantizado gracias a los 1.700 megawatios instalados con los que cuenta la eléctrica en Baleares** para poder hacer frente a cualquier eventualidad. El año pasado, se llegó a 1.254 megawatios, por lo que teniendo en cuenta estos datos, la empresa está en disposición de afrontar esta punta.

Cabe recordar que **este verano se han puesto en marcha una nueva turbina en Menorca**, lo que permitirá poder disponer de mayor potencia para atender las puntas que se producen normalmente en los meses estivales en la isla, por la afluencia de turistas y el calor, garantizando así la mayor demanda que se pueda dar este verano.

Figura 11.Artículo Punta consumo.

1.1.3.Conclusiones.

Nos encontramos en un entorno de aumento de demanda eléctrica, con aumentos de generación, un sistema insular, puntas de consumo y una central que usa gasoil de combustible. Tenemos un mercado que presenta una buena oportunidad de cara a la producción de electricidad, además hay que competir con una tecnología dependiente del petróleo sujeta a las fluctuaciones de precio de este producto. Más adelante hablaremos de velocidades de viento, pero al estar en un entorno marino con pocos obstáculos es interesante estudiar en este emplazamiento el uso de tecnologías que obtengan energía eléctrica del viento. Además disponemos de un histórico de vientos muy completo en esa parte de la isla por poseer un aeropuerto y quedar esos datos reflejados.
Además podemos comprobar que la Isla de Menorca tiene los mejores recursos eólicos de las Islas Baleares:



Fuente Ministerio de Industria turismo y comercio
Figura 12.Mapa Eólico Islas Baleares.

1.2. Estudio velocidades del viento.

Para los cálculos de la cantidad de energía eléctrica que se puede obtener del parque de aerogeneradores me voy a apoyar en un programa online que tiene en castellano la Asociación de Energía Eólica Danesa, debiendo en primer lugar validar los datos que usa dicha asociación en su programa.

1.2.1.Distribución Weibull.

La velocidad a la que sopla un viento en un determinado lugar es una variable aleatoria, ya que intuitivamente sabemos que la velocidad del viento tiene esa característica pero se sabe que esa variable aleatoria que nos ocupa sigue una distribución de probabilidad conocida, llamada Distribución de Weibull.

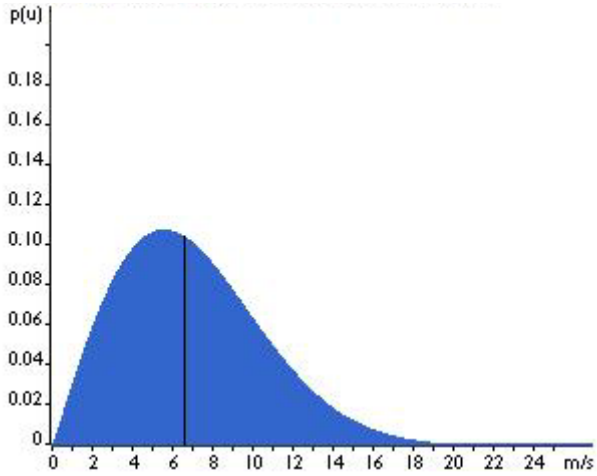


Figura 13.Distribución de Weibull

Esta distribución nos dice que en un determinado lugar la velocidad de viento que se nos da con mayor probabilidad es la velocidad media, siendo velocidades de viento muy elevadas menos probables. Como vemos no es una distribución simétrica.
La expresión que la define es la siguiente:

$$f(x;\lambda,k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Siendo:

λ el factor de escala
x la velocidad del viento
K factor de forma

La Asociación Danesa de Energía Eólica

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION
www.windpower.org

Considera que los parámetros de la distribución de Weibull son los siguientes:

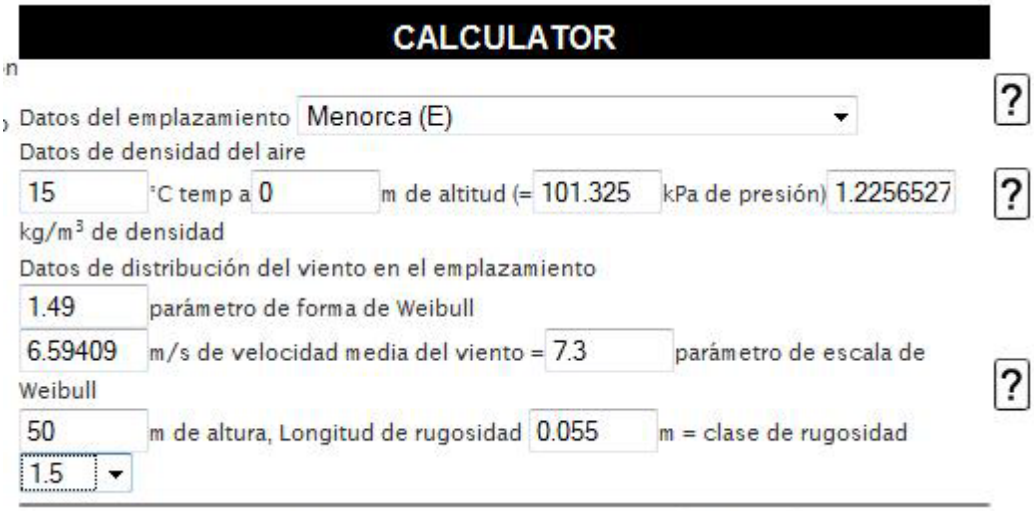


Figura 14.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

Considera que para Menorca tenemos:

K=1.49
Velocidad media=6.59409 m/s a una altura de 50 m
λ=7.3

Una vez llegados a este punto es necesario discutir la veracidad de los datos suministrados por la Asociación Danesa de Industria Eólica.

1.2.2.Estudio de Vientos en la zona.

Un buen motivo para elegir la parte de la isla es como hemos dicho que dispone de una Aeropuerto, quedándose registradas las velocidades de los vientos.

En la página web http://www.tutiempo.net están tabulados los datos de vientos de una serie de zonas de España y de ésta fuente vamos validar los datos de vientos de la Asociación Danesa de Energía Eólica.
En primer lugar nos dice como se ha hecho la medición de viento:

Figura 15.Ubicación Estación Meterelológica de Mahón..

Clima en Menorca / Mahon durante el año 2009

Datos climáticos históricos de Menorca / Mahon registrados durante el año 2009, con medias mensuales y datos ampliados para un día.

Los datos fueron reportados por la estación meteorológica: **83140 (LEMH)**
Latitud: **39.86** | Longitud: **4.23** | Altitud: **87**

Usando la herramienta de Google llamada Google Maps e introduciendo la latitud y longitud nos sitúa donde nos marca la imagen, la flecha verde:

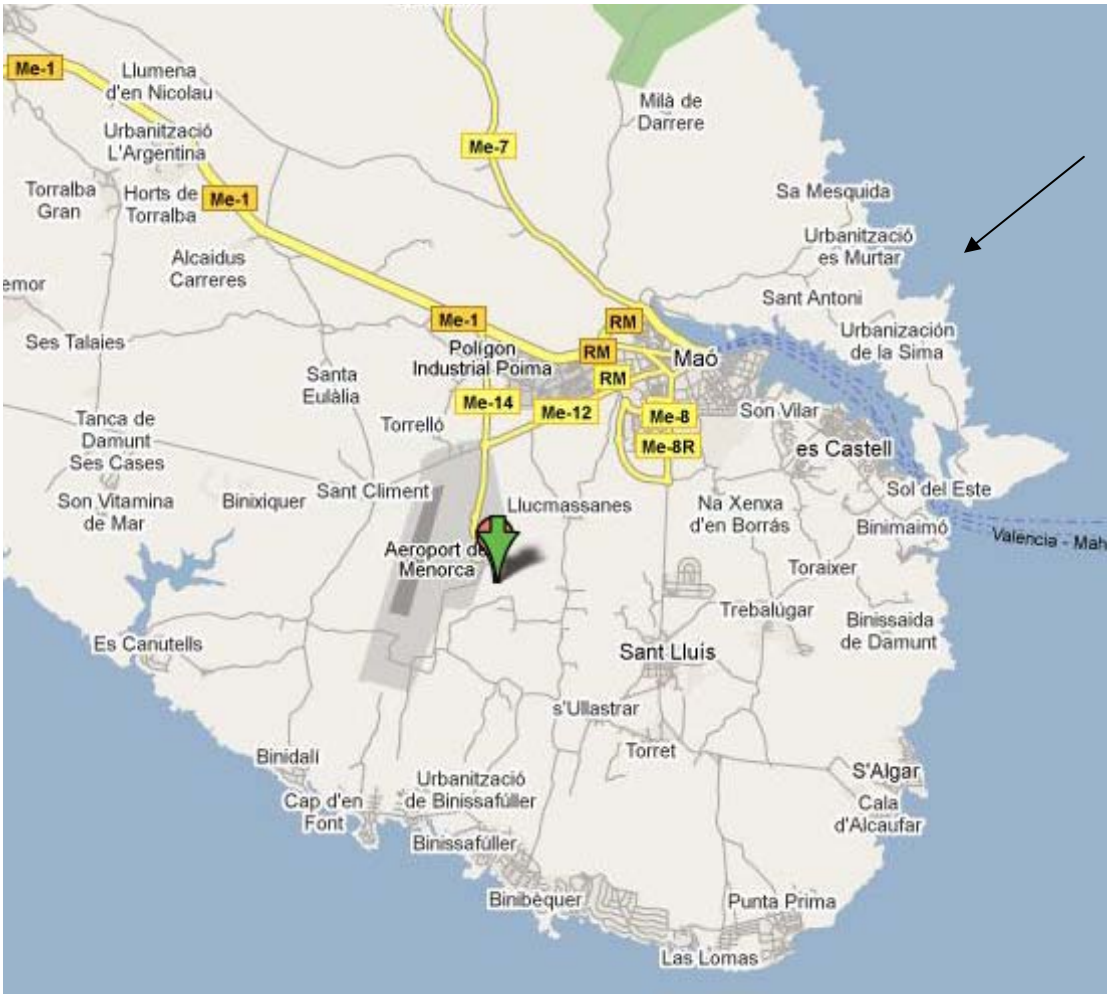


Figura 16. Ubicación en el mapa Estación Metereológica de Mahón.

Como vemos las mediciones se han tomado en el Aeropuerto de Menorca, la flecha negra marca donde se va situar el Parque de Aerogeneradores que nos ocupa, la justificación de esa zona la explicaré más adelante, pero adelanto que se justifica por la profundidad de esas aguas y la proximidad a una subestación.
Vamos a tomar los datos de vientos de los años 2007,2008 y 2009-08-04

Velocidad del viento Aeropuerto de Mahón.

	Año 2009		Año 2008		Año 2007	
Mes	Km/h	m/s	Km/h	m/s	Km/h	m/s
enero	14,70	4,08	11,70	3,25	13,00	3,61
febrero	17,70	4,92	12,50	3,47	12,50	3,47
marzo	15,20	4,22	17,70	4,92	18,80	5,22
abril	14,50	4,03	17,30	4,81	13,50	3,75
mayo	16,30	4,53	13,20	3,67	15,60	4,33
junio	13,40	3,72	12,70	3,53	13,20	3,67
julio	13,10	3,64	14,00	3,89	13,80	3,83
agosto			12,60	3,50	15,70	4,36
septiembre			13,40	3,72	13,80	3,83
octubre			15,30	4,25	17,20	4,78
noviembre			18,30	5,08	20,90	5,81
diciembre			14,90	4,14	16,20	4,50
Media		4,16		**4,02**		**4,26**

Figura 17.Cálculo Velocidades de Viento.

Vemos que hay una discrepancia entre la velocidad media de las mediciones del aeropuerto y la velocidad media de la Asociación Danesa de Energía Eólica.

Ya que en su programa en principio ponen la siguiente velocidad:

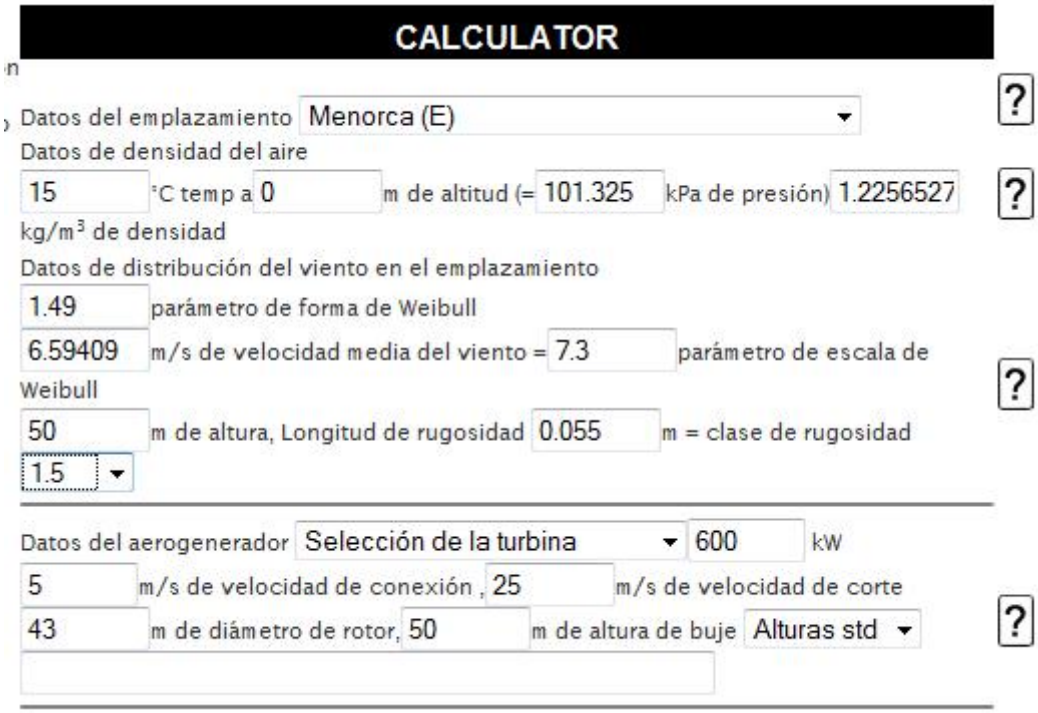


Figura 18.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

Como vemos aquí nos habla de 6.59409 m/s muy distantes de los 4 m/s que vienen de las mediciones llegados a este punto conviene introducir la fórmula del perfil de velocidades aceptado por la Asociación Danesa de Energía Eólica

1.2.2.1.Perfil de velocidades de viento.

Para determinar el perfil del viento la Asociación Danesa de Energía Eólica propone la siguiente expresión:

Fórmula del perfil vertical del viento*)

La velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo es:

$v = v_{ref} \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0)$ v = velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo. v_{ref} = velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura. z_{ref} · ln(...) es la función logaritmo natural. z = altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v. z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento actual. Puede encontrar las longitudes de rugosidad en el Manual de Referencia . z_{ref} = altura de referencia,

Siendo Zo la rugosidad que extraemos de la siguiente tabla:

Tabla de clases y de longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad m	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Figura 19.Perfil de Velocidades viento Danish Wind Industry Association.

Una vez que conocemos la expresión por la cual se pueden comparar vientos a distintas altitudes para una rugosidad dada. Cabe preguntarse que pasa cuando se quiere comparar vientos conociendo su velocidad, altura y rugosidad, siendo ésta última distinta.

La respuesta es la siguiente, se deben hacer interpolaciones a partir de los datos para una rugosidad y un conjunto de alturas.

CALCULATOR

Rugosidad Clase	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
Long. (m)	0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
150 m	9.03	8.5	7.76	7.54	7.3	6.65	5.82
140 m	8.98	8.44	7.69	7.47	7.23	6.57	5.73
130 m	8.93	8.39	7.63	7.4	7.16	6.49	5.63
120 m	8.88	8.32	7.55	7.32	7.08	6.4	5.53
110 m	8.82	8.26	7.47	7.24	6.99	6.3	5.42
100 m	8.76	8.18	7.39	7.15	6.89	6.2	5.3
90 m	8.69	8.1	7.29	7.05	6.79	6.08	5.16
80 m	8.61	8.01	7.18	6.94	6.67	5.95	5.01
70 m	8.52	7.91	7.06	6.81	6.54	5.8	4.84
60 m	8.42	7.79	6.92	6.66	6.38	5.62	4.64
50 m	8.3	7.65	6.76	6.49	6.2	5.42	4.41
40 m	8.15	7.48	6.55	6.28	5.98	5.17	4.12
30 m	7.95	7.26	6.29	6	5.69	4.84	3.76
20 m	7.68	6.95	5.92	5.62	5.29	4.39	3.24
10 m	7.22	6.41	5.29	4.96	4.60	3.61	2.35

Figura 20.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

En la página de Asociación Danesa de Energía Eólica existe un programa on line que reliza las interpolaciones.

Si hacemos una gráfica con todos estos datos nos queda lo siguiente:

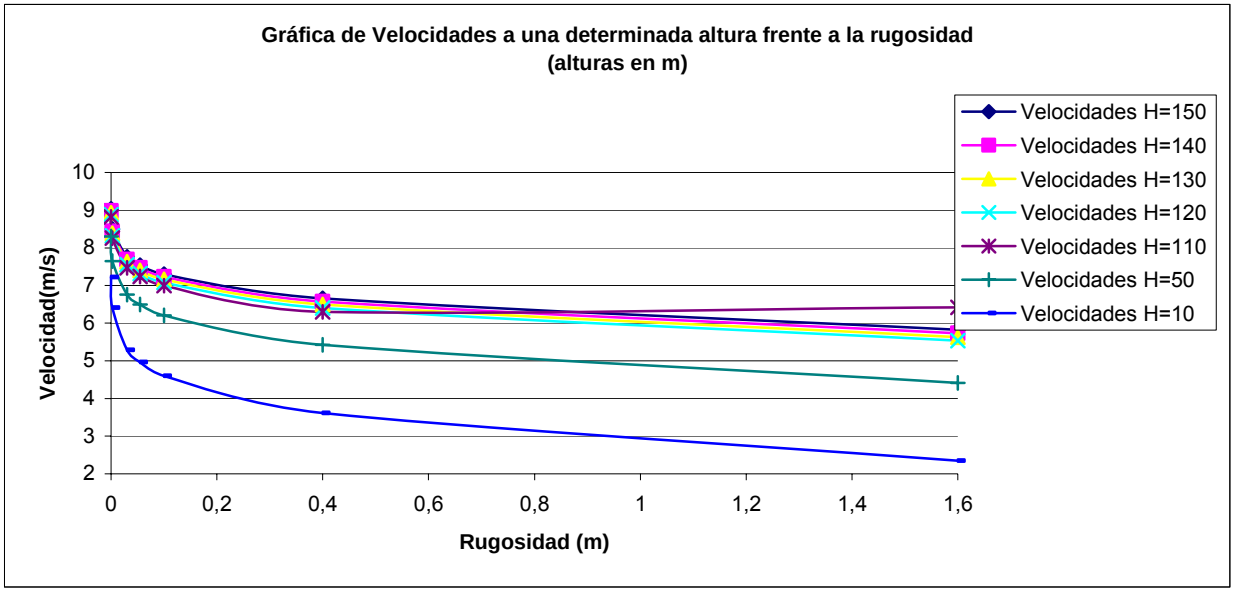
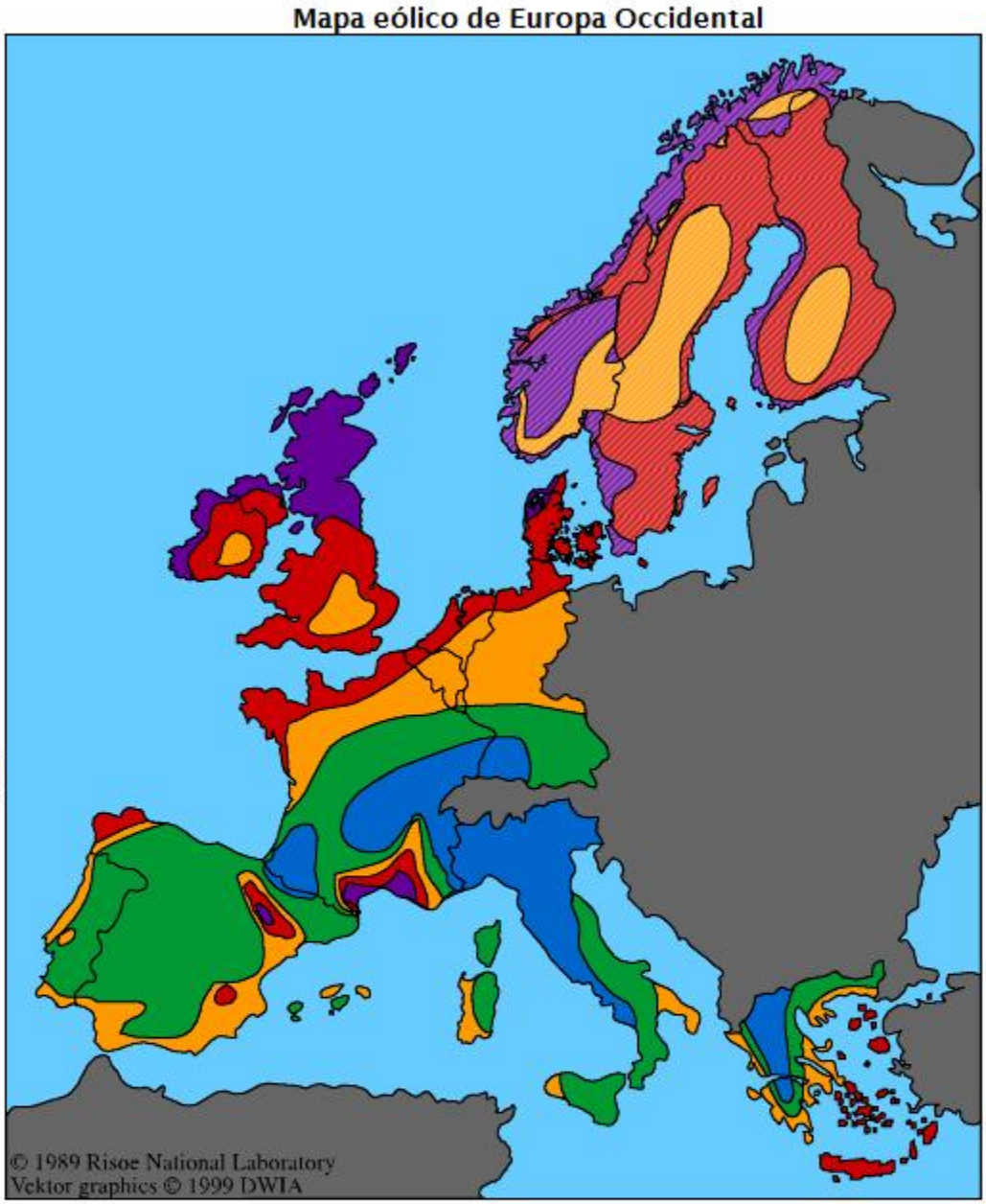


Figura 21.Interpolación Velocidades.

Advertimos que todas las alturas para las distintas rugosidades siguen funciones del mismo tipo, pudiéndose interpolar a trozos.

Como podemos comprobar las mediciones aquí relizadas, la velocidades del Aeropuerto de Mahón se han hecho a unos 40 m de altura y con una rugosidad severa del terreno,probablemente en alguna zona que se apantalla el flujo de aire por una serie de edificios, esto también lo viene a confirma el Mapa Eólico de Europa.Donde se nos indica que en terreno accidentado en Menorca cabe esperar unas velocidades de viento de 4.5 a 5m/s en terreno accidentado



Recursos eólicos a 50 (45) m sobre el nivel del mar

Color	Terreno accidentado		Plano abierto		En la costa		Mar abierto		Colinas y crestas	
	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							

Figura 22.Mapa Eólico Europa Occidental.

1.2.2.2.Confirmación Distribución Weibull.

En primer lugar simulo el comportamiento de la Distribución de Weibull para los parámetros que considera aceptables la Asociación Danesa de Energía Eólica, usando una hoja de cálculo excel:

$$f(x;\lambda,k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Siendo:
λ el factor de escala
x la velocidad del viento
K factor de forma

Distribución según estadística

Velocidad m/s	Probabilidad
0	0
1	0,0731769
2	0,09359418
3	0,10120173
4	0,1010715
5	0,09598775
6	0,08787804
7	0,07815598
8	0,06785306
9	0,05769538
10	0,04816342
11	0,03954429
12	0,03197823

λ	7,3	
Vmedia	6,59409	m/s
K	1,49	

Figura 23.Cálculo Probabilidad Velocidades de Viento.

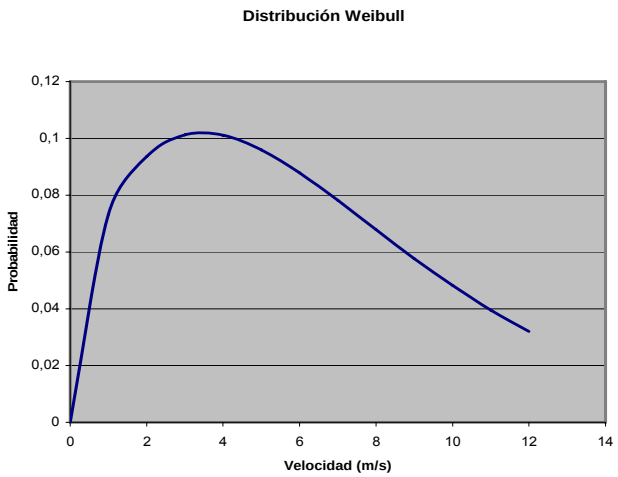


Figura 24.Distribución Probabilidad de Vientos.

Ahora comparo los resultados con los obtenidos con el programa de la Asociación Danesa de Energía Eólica.

Coincidiendo con la gráfica que nos da su programa para la distribución de vientos:

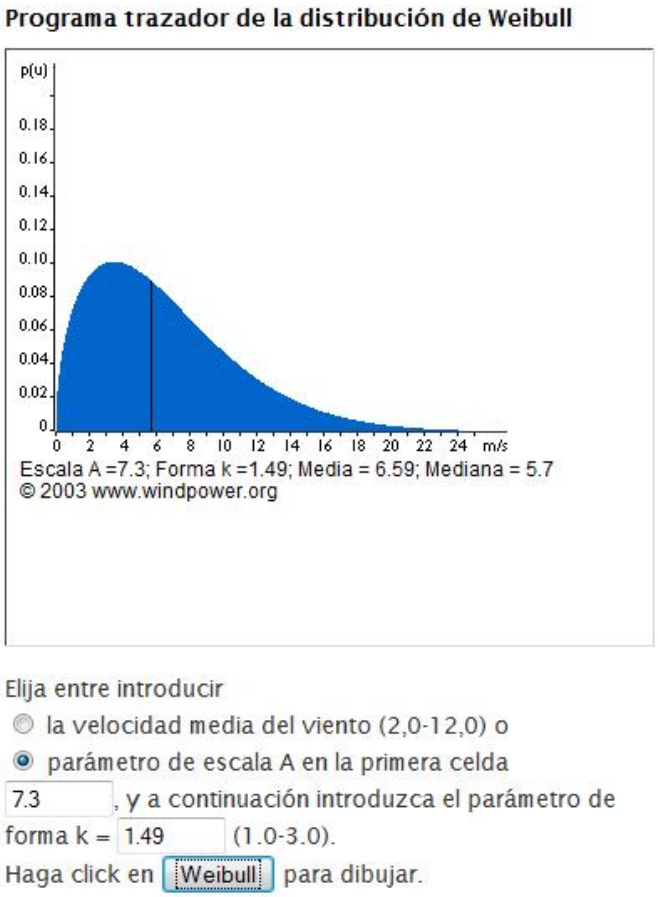


Figura 25.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

También quedando validados los resultados en cuanto a distribución de probabilidad.

1.2.3.Ley de Betz.

La Ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de 16/27 de energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

El concepto de la Ley de Betz es sencillo se trata que la energía cinética, que le quitamos al fluido en este caso el aire se emplea en hacer girar al aerogenerador.

Pero si le quitamos toda la energía cinética al viento su velocidad de salida sería cero y no entraría aire por tanto esto no es posible y no funcionaría.

Figura 25.Flujo de Viento para Diagrama de Betz.

El primer paso de la demostración consiste en considerar que si la velocidad de entrada en el rotor es V_1 y la de salida V_2 la velocidad en las palas del rotor será el promedio entre ambas $(V_1+V_2)/2$

Siendo la masa de aire que atraviesa el rotor la siguiente:

$$m = \rho F (v_1 + v_2)/2$$

Una vez llegado a este punto consideramos que la energía que se queda en el rotor es la diferencia de energías cinéticas a la entrada y a la salida del rotor:

$$P = (1/2)\, m\, (v_1^2 - v_2^2)$$

Si sustituimos la primera expresión en la segunda nos queda:

$$P = (\rho/4)(v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)$$

Siendo la energía total que lleva el flujo de aire la siguiente:

$$P_0 = (\rho/2)\, v_1^3$$

La relación entre ambas expresiones es la siguiente:

$$(P/P_0) = (1/2)(1 - (v_2/v_1)^2)(1 + (v_2/v_1))$$

Si dibujamos P/Po en función de V_2/V_1 nos queda la siguiente gráfica:

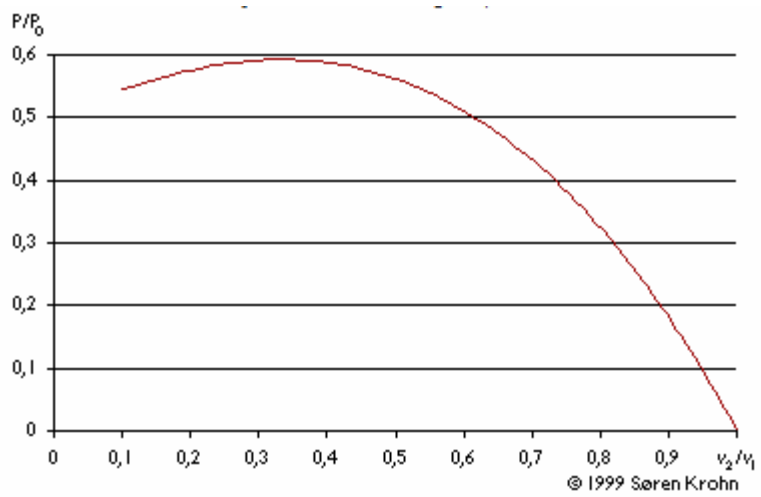


Figura 26.Función adimensional de Potencia frente a velocidad.

Viendo que la máxima energía que se le puede extraer al viendo es de P/Po=0.59=16/27
Para V_2/V_1=1/3 siendo la máxima energía que se puede extraer del flujo.

1.2.4.Producción Parque de Aerogeneradores Es Milá.

Para acabar de validar el programa on line de la Asociación Danesa de Energía Eólica vamos a calcular la producción de electricidad del parque con el programa.

El Parque de Es Milá está compuesto de 4 Aerogeneradores de 800 KW.
He buscado un aerogenerador que da eso 800KW y estudio su producción Eléctrica.

Siendo los resultados dados por el programa los siguientes:

CALCULATOR

Datos del emplazamiento Menorca (E)

Datos de densidad del aire

15 °C temp a 0 m de altitud (= 101.325 kPa de presión) 1.2256527 kg/m³ de densidad

Datos de distribución del viento en el emplazamiento

n 1.49 parámetro de forma de Weibull

6.59409 m/s de velocidad media del viento = 7.3 parámetro de escala de Weibull

46 m de altura, Longitud de rugosidad 0.055 m = clase de rugosidad

1.5

Datos del aerogenerador Nordex N50/800 800 kW

3 m/s de velocidad de conexión , 25 m/s de velocidad de corte

50 m de diámetro de rotor, 46 m de altura de buje 46 m

Calcular | Volver al ejemplo | Densidad de potencia | Curva de potencia | Coeficiente de potencia

Resultados de la potencia de salida en el emplazamiento

Potencia de entrada* 483 W/m2 de área de rotor

Max. potencia de entrada a* 12.9 m/s velocidad media del viento a la altura del buje* 6.6 m/s

Resultados de la potencia de salida de la turbina

Potencia de salida* 111 W/m2 de área de rotor

Energía producida* 973 kWh/m2/año

Energía producida* 1910532 kWh/año

Factor de carga* 27 por ciento

Figura 27.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

Ahora se compara con los datos que he obtenido con una hoja excel y vemos que son similares:

Parque de Aerogeneradores Es Milá

D	50	m		A(m^2)	1963,495408
Densidad Kg/m^3		1,2256527			
P	800	KW			

$$P_o = (\rho/2)\, v_1^3$$

Horas/año 8760

Datos Fabricante		Dist Weibull		PxNº Horas	Energía total	
V(m/s)	P(KW)	Probabilidad	Nº horas	KW.h/año	Po(KW/m^2)	P(KW.h/m^2)
1	0	0,0732	641,0296	0,0000	0,044844731	0
2	0	0,0936	819,8850	0,0000	0,45885582	0
3	0	0,1012	886,5271	0,0000	1,674515269	0
4	23	0,1011	885,3864	20363,8863	3,96411392	10,3712421
5	57	0,0960	840,8527	47928,6046	7,352978001	24,4098379
6	90	0,0879	769,8116	69283,0438	11,63245887	35,2855645
7	165	0,0782	684,6464	112966,6533	16,42834305	57,5334441
8	257	0,0679	594,3928	152758,9482	21,29005687	77,7994935
9	359	0,0577	505,4115	181442,7354	25,77543413	92,4080263
10	470	0,0482	421,9115	198298,4238	29,51581153	100,992558
11	572	0,0395	346,4080	198145,3705	32,25516597	100,914609
12	668	0,0320	280,1293	187126,3564	33,86378993	95,3026707
13	747	0,0255	223,3707	166857,9465	34,33125455	84,9800543
14	805	0,0201	175,7909	141511,6759	33,74534133	72,0713047
15	838	0,0156	136,6495	114512,2508	32,26376413	58,3206104
16	842	0,0120	104,9903	88401,8634	30,08448631	45,0226993
17	840	0,0091	79,7754	67011,3687	27,41885348	34,1286098
18	827	0,0068	59,9769	49600,9371	24,47007002	25,2615498
19	808	0,0051	44,6361	36065,9350	21,41805168	18,3682299
20	785	0,0038	32,8960	25823,3741	18,41054487	13,1517364
21	757	0,0027	24,0165	18180,4558	15,55965973	9,25923008
22	728	0,0020	17,3748	12648,8484	12,94258345	6,44200557
23	743	0,0014	12,4595	9257,3932	10,60514792	4,71475166
24	742	0,0010	8,8586	6573,0536	8,567030584	3,3476287
25	745	0,0007	6,2462	4653,3966	6,827585467	2,36995542
26	0	0,0005	4,3687	0,0000	5,371563437	0
27	0	0,0003	3,0315	0,0000	4,174237689	0
28	0	0,0002	2,0874	0,0000	3,205672534	0
29	0	0,0002	1,4266	0,0000	2,434046342	0
30	0	0,0001	0,9678	0,0000	1,828060715	0
31	0	0,0001	0,6519	0,0000	1,358542556	0
				1909412,52	**479,2728649**	**972,455812**

Factor de Carga	27,25%

Figura 28.Cálculo Factor de Carga.

El factor de Carga calculando la energía eléctrica que produciría el aerogenerador si trabajara todo el año a su potencia nominal en este caso 8760 horas a P=800KW y se divide por la energía real producida al año.

Ahora si comparamos la producción con la del mes de Enero tenemos:

Parque de Aerogeneradores Es Milá

D	50	m		A(m^2)	1963,495408
Densidad Kg/m^3		1,2256527			
P	800	KW			

$$P_o = (P/2)\, v_1^3$$

Horas/año 8760

Datos Fabricante		Dist Weibull		PxNº Horas	Energía total	
V(m/s)	P(KW)	Probabilidad	Nº horas	KW.h/año	Po(KW/m^2)	P(KW.h/m^2)
1	0	0,0732	641,0296	0,0000	0,044844731	0
2	0	0,0936	819,8850	0,0000	0,45885582	0
3	0	0,1012	886,5271	0,0000	1,674515269	0
4	23	0,1011	885,3864	20363,8863	3,96411392	10,3712421
5	57	0,0960	840,8527	47928,6046	7,352978001	24,4098379
6	90	0,0879	769,8116	69283,0438	11,63245887	35,2855645
7	165	0,0782	684,6464	112966,6533	16,42834305	57,5334441
8	257	0,0679	594,3928	152758,9482	21,29005687	77,7994935
9	359	0,0577	505,4115	181442,7354	25,77543413	92,4080263
10	470	0,0482	421,9115	198298,4238	29,51581153	100,992558
11	572	0,0395	346,4080	198145,3705	32,25516597	100,914609
12	668	0,0320	280,1293	187126,3564	33,86378993	95,3026707
13	747	0,0255	223,3707	166857,9465	34,33125455	84,9800543
14	805	0,0201	175,7909	141511,6759	33,74534133	72,0713047
15	838	0,0156	136,6495	114512,2508	32,26376413	58,3206104
16	842	0,0120	104,9903	88401,8634	30,08448631	45,0226993
17	840	0,0091	79,7754	67011,3687	27,41885348	34,1286098
18	827	0,0068	59,9769	49600,9371	24,47007002	25,2615498
19	808	0,0051	44,6361	36065,9350	21,41805168	18,3682299
20	785	0,0038	32,8960	25823,3741	18,41054487	13,1517364
21	757	0,0027	24,0165	18180,4558	15,55965973	9,25923008
22	728	0,0020	17,3748	12648,8484	12,94258345	6,44200557
23	743	0,0014	12,4595	9257,3932	10,60514792	4,71475166
24	742	0,0010	8,8586	6573,0536	8,567030584	3,3476287
25	745	0,0007	6,2462	4653,3966	6,827585467	2,36995542
26	0	0,0005	4,3687	0,0000	5,371563437	0
27	0	0,0003	3,0315	0,0000	4,174237689	0
28	0	0,0002	2,0874	0,0000	3,205672534	0
29	0	0,0002	1,4266	0,0000	2,434046342	0
30	0	0,0001	0,9678	0,0000	1,828060715	0
31	0	0,0001	0,6519	0,0000	1,358542556	0
				1909412,52	**479,2728649**	**972,455812**

Factor de Carga	27,25%

Número Aerogeneradores		4	
Prod Total		636,47084	MW.h/mes
Total energía producida en el Sistema Balear		510998	MW.h/mes

Porcentaje producción	
energía eléctrica	
0,12%	

Figura 29.Cálculo Producción Energía Parque Es-Milá.

Coincidiendo este valor de 0.12% con los datos de producción de Energía Eólica dadas por Red Eléctrica de España para el mes de Enero de 2009.

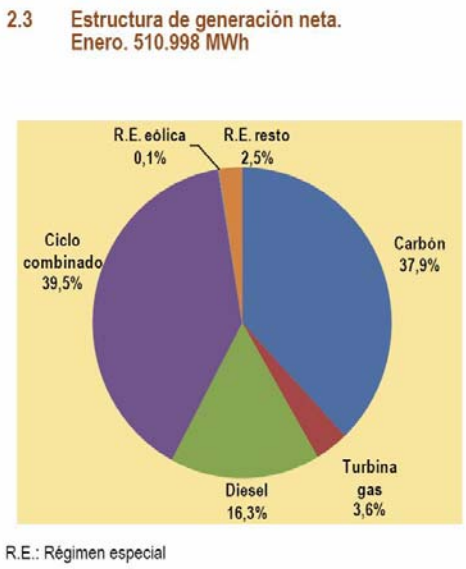


Figura 30.Estructura de Generación Menorca.

Quedando en este punto comprobado y validado el Software de la Asociación Danesa de Energía Eólica.

1.2. Justificación del motivo de realizar un Parque Off Shore.

Como hemos visto en la tabla de rugosidades, la rugosidad más baja corresponde a las superficies de agua.

Tabla de clases y de longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad m	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Figura 31.Tabla de Rugosidades Danish Wind Industry Association.

De la gráfica de Velocidades a distintas alturas también podemos apreciar que conforme la rugosidad se hace menor, la velocidad tiende a subir, siendo la variación más apreciable, cuando las rugosidades se acercan a la rugosidad que se le asigna al agua, 0.0002 m.

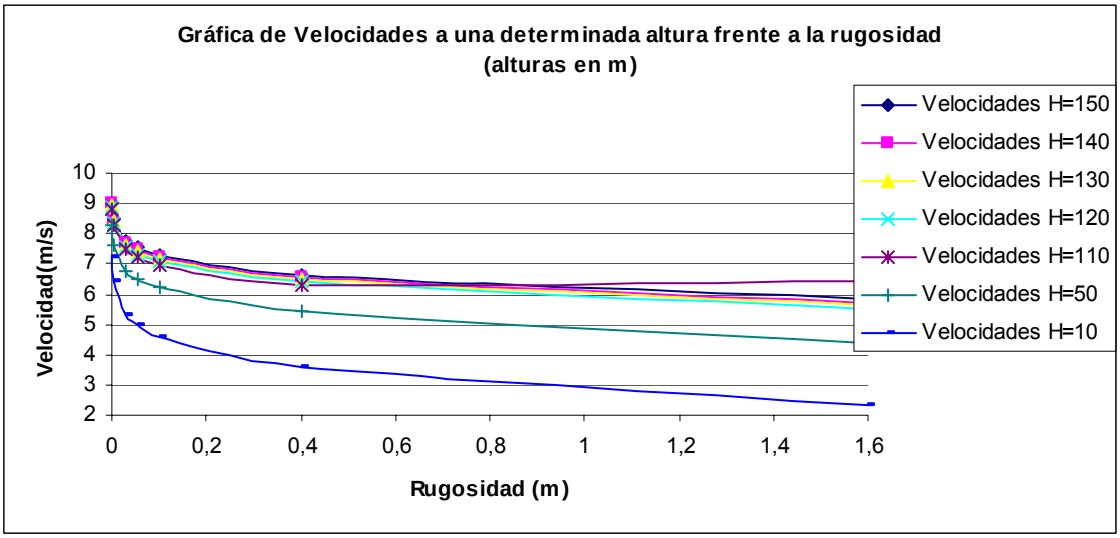


Figura 21.Interpolación Velocidades.

El motivo de ubicar los Aerogeneradores dentro del mar es ese, poder aprovechar algo más de velocidad del viento.

En esta gráfica también se refleja que conforme se aumenta la altura la velocidad también es mayor.

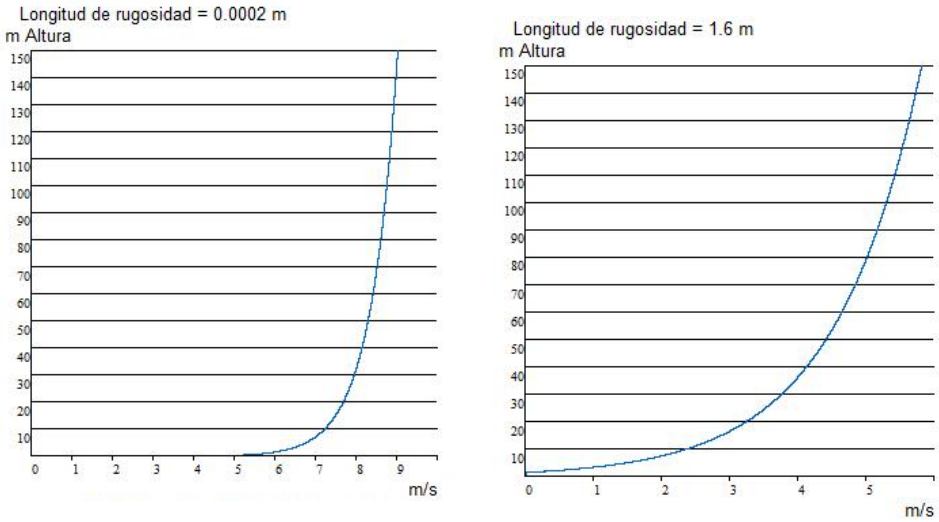


Figura 32.Gráfica Perfil de Velocidades Danish Wind Industry Association.

Podemos ver en el Perfil de Velocidades con menor longitud de rugosidad que se alcanzan mayores velocidades y el perfil es más plano que en el caso del perfil con una rugosidad mayor.
Quedando demostrado porque es interesante ubicar los aerogeneradores en la superficie del mar.

1.3. Selección del Aerogenerador.

En la selección del aerogenerador se selecciona el siguiente porque es el de mayor potencia que he encontrado disponible, las diferencias de coste en obra civil es inapreciable, teniendo un aerogenerador más grandes más diámetro en las palas, pudiendo extraer más energía del viento.

Selecciono el siguiente Aerogenerador:

Vestas V80 2000/80

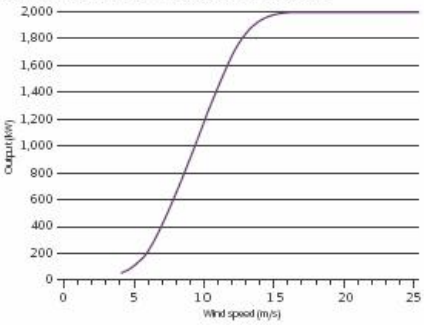
Con la siguiente hoja de Características:

TECHNICAL DATA FOR V80-2.0 MW

Power regulation	pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	2,000 kW
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated wind speed	16 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind Class	IEC IA
Operating temperature	standard range -20°C to 40°C low temperature option -30°C to 40°C
Rotor	
Rotor diameter	80 m
Swept area	5,027 m²
Nominal revolutions	16.7 rpm
Operational interval	10.8-19.1 rpm
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Tower	
Type	tubular steel tower
Hub heights	60 m, 67 m, 78 m, 80 m and 100 m
Generator	
Type	4-pole asynchronous with variable speed
Nominal output	2,000 kW
Operational data	50 Hz/60 Hz 690 V
Gearbox	
Type	3-stage planetary/helical

Power curve V80-2.0 MW

Noise reduced sound power modes are available.



Main dimensions	
Blade	
Length	39 m
Max. chord	3.5 m
Blade	6,500 kg
Nacelle	
Height for transport	4 m
Height installed (including CoolerTop™)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.4 m
Weight	69 metric tonnes
Hub	
Max. diameter	3.3 m
Max. width	4 m
Length	4.2 m
Weight	18 metric tonnes
Tower	
60 m (IEC IA)	
Weight	137 metric tonnes
67 m (IEC IIA)	
Weight	116 metric tonnes
78 m (IEC IA)	
Weight	153 metric tonnes
80 m (IEC IIA)	
Weight	148 metric tonnes
100 m (DiBt II)	
Weight	198 metric tonnes

Figura 33.Hoja de Características para Vestas V80 2MW .

He hecho los cálculos con la hoja excel coincidiendo con los que da el programa on line:

Parque de Aerogeneradores OFF-SHORE

D	80	m	A(m^2)	5026,548246
Densidad Kg/m^3		1,2256527		
P	2000	KW		

$$P_o = (P/2)\, v_1^3$$

Horas/año 8760

Datos Fabricante		Dist Weibull		PxNº Horas	Energía total	
V(m/s)	P(KW)	Probabilidad	Nº horas	KW.h/año	Po(KW/m^2)	P(KW.h/m^2)
1	0	0,0500	438,2873	0,0000	0,030661418	0
2	0	0,0660	578,0307	0,0000	0,323499975	0
3	0	0,0742	650,2005	0,0000	1,228130104	0
4	44,1	0,0777	680,3578	30003,7794	3,046145699	5,969062246
5	135	0,0778	681,1380	91953,6312	5,956325913	18,29359368
6	261	0,0755	660,9701	172513,2076	9,987778871	34,32041217
7	437	0,0715	626,1886	273644,4342	15,0256278	54,43983044
8	669	0,0664	581,7668	389201,9826	20,83781661	77,42927423
9	957	0,0607	531,6431	508782,4537	27,11321641	101,2190531
10	1279	0,0547	478,9060	612520,7471	33,50299122	121,8571308
11	1590	0,0486	425,9246	677220,0446	39,65921006	134,7286471
12	1823	0,0427	374,4573	682635,6307	45,26675334	135,8060437
13	1945	0,0372	325,7492	633582,1448	50,06643927	126,0471628
14	1988	0,0320	280,6211	557874,6476	53,86884661	110,9856347
15	1998	0,0273	239,5511	478623,1226	56,5594651	95,21904481
16	2000	0,0231	202,7483	405496,5204	58,09655877	80,67096954
17	2000	0,0194	170,2166	340433,1958	58,50351966	67,72703239
18	2000	0,0162	141,8109	283621,7129	57,85758733	56,42474696
19	2000	0,0134	117,2828	234565,6447	56,27668871	46,6653523
20	2000	0,0110	96,3192	192638,4267	53,90589219	38,3241973
21	2000	0,0090	78,5717	157143,3895	50,9046352	31,26268402
22	2000	0,0073	63,6799	127359,8098	47,43553171	25,3374291
23	2000	0,0059	51,2884	102576,8813	43,65523471	20,40702213
24	2000	0,0047	41,0588	82117,5475	39,70754386	16,336767
25	2000	0,0037	32,6770	65354,0618	35,71872425	13,00177747
26	0	0,0030	25,8585	0,0000	31,79484085	0
27	0	0,0023	20,3496	0,0000	28,02081193	0
28	0	0,0018	15,9281	0,0000	24,46083461	0
29	0	0,0014	12,4018	0,0000	21,159827	0
30	0	0,0011	9,6067	0,0000	18,14555213	0
31	0	0,0008	7,4042	0,0000	15,43112959	0
				7099863,017	**1003,54782**	**1412,4729**

0,71% 7050035

Factor de Carga	40,52%

Número Aerogeneradores	8	
Prod Total	4733,242011	MW.h/mes
Total energía producida en el Sistema Balear	510998	MW.h/año

Porcentaje producción energía eléctrica
0,93%

Figura 34.Cálculo Energía Emplazamiento OFF-SHORE.

Como podemos comprobar a continuación:

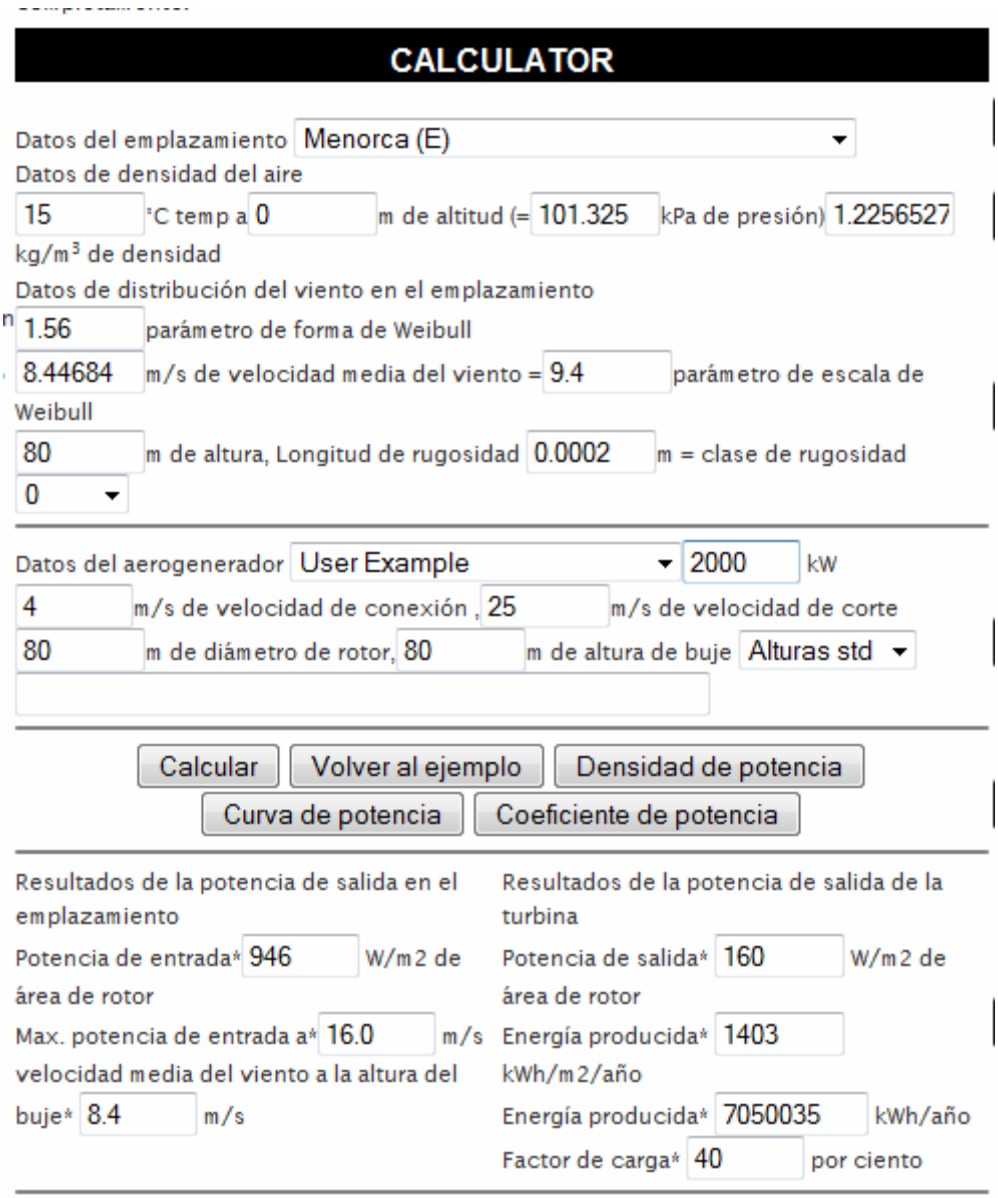


Figura 35.Programa de Cálculo Danish Wind Industry Association.

Con esta configuración y ocho aerogeneradores podremos generar el 0.9% de la energía que necesita este sistema insular

1.5. Emplazamiento de los Aerogeneradores.

A la hora de emplazar los aerogeneradores hay que tener en cuenta dos parámetros muy importantes, la separación entre los aerogeneradores y la profundidad a la que se instalan.

Una vez llegado a éste punto vamos a determinar a la profundidad a la que instalamos los distintos aerogeneradores:

1.5.1.Profundidad de instalación de los aerogeneradores.

En el trabajo *Perspectivas de Futuro de los Parques eólicos del Mar. Javier Arroyo,Raquel de la Fuente J.Escobar ETSII Santander* se incluye una tabla con las características de una serie de Parque de Aerogeneradores:

Project	Location	Commissioned	Turbine	Installed capacity	Distance from the coast	Water detph (in m)	Hub height a.s.l. (m)	Foundation type	Status
Nogersund	Sweden	1990	1 x 220 kW	0,22	350 m	6	37,5	Tripod	Dismantled
Vindeby	Denmark	1991	11 x 450 kW	4,95	1,5 - 3 km	2,5 to 5	37,5	Concrete	Operation
Lely	Netherlands	1994	4 x 500 kW	2	800 m	4 to 5	39	Monopile	Operation
Tuno Knob	Danemark	1995	10 x 500 kW	5	6 km	3 to 5	40,5	Concrete	Operation
Dronten	Netherlands	1996	28 x 600 kW	16,8	30 m	1 to 2	50	Monopile	Operation
Bockstigen	Sweden	1998	5 x 550 kW	2,75	4 km	6		Monopile	Operation
Utgrunden	Sweden	2000	7 x 1500 kW	10,5	12 km	6 to 10		Monopile	Operation
Blyth	UK	2000	2 x 2000 kW	4	1 km	6	58	Monopile	Operation
Middlegrunden	Denmark	2001	20 x 2000 kW	40	2 km	2 to 6	60	Concrete	Operation
Yttre Stengrund	Sweden	2001	5 x 2000 kW	10	5 km	8	60	Monopile	Operation
Horns Rev	Denmark	2002	80 x 2000 kW	160	14 à 20 km	6 to 13	70	Monopile	Operation
Arklow	Ireland	2003	7 x 3600 kW	25	10 km	5 to 10	71,5	Monopile	Operation
North Hoyle	UK	2003	30 x 2000 kW	60	7 à 8 km	12	67	Monopile	Operation
Rodsand-Nysted	Denmark	2003	72 x 2300 kW	158,4	10 km	9	70	Monopile	Operation
Samso	Denmark	2003	10 x 2300 kW	23	3,5 km	20	61	Monopile	Operation
Frederikshavn I+II	Denmark	2003	2 x 3000 kW & 2 x 2300 kW	10,6	0 à 1 km	1		Bucket	Operation
Scroby Sands	UK	2004	30 x 2000 kW	60	2,3 km	4 to 8	68	Monopile	Operation

Tabla : Revisión de los parques eólicos marinos en 2004[1].

Figura 36.Profundidades Parques OFF-SHORE.

En la que vemos que el precedente de instalación de los aerogeneradores a mayor profundidad en el mar es de 20 m en Samso.

Tomaremos el criterio que nuestro parque se instale como máximo a una profundidad de 20 m.

1.5.2.Separación de Aerogeneradores.

Para la decisión de cuanto separamos los aerogeneradores, hay una discusión muy interesante en la página http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/c2web/2_3_2.htm
En la que se incluye la siguiente tabla:

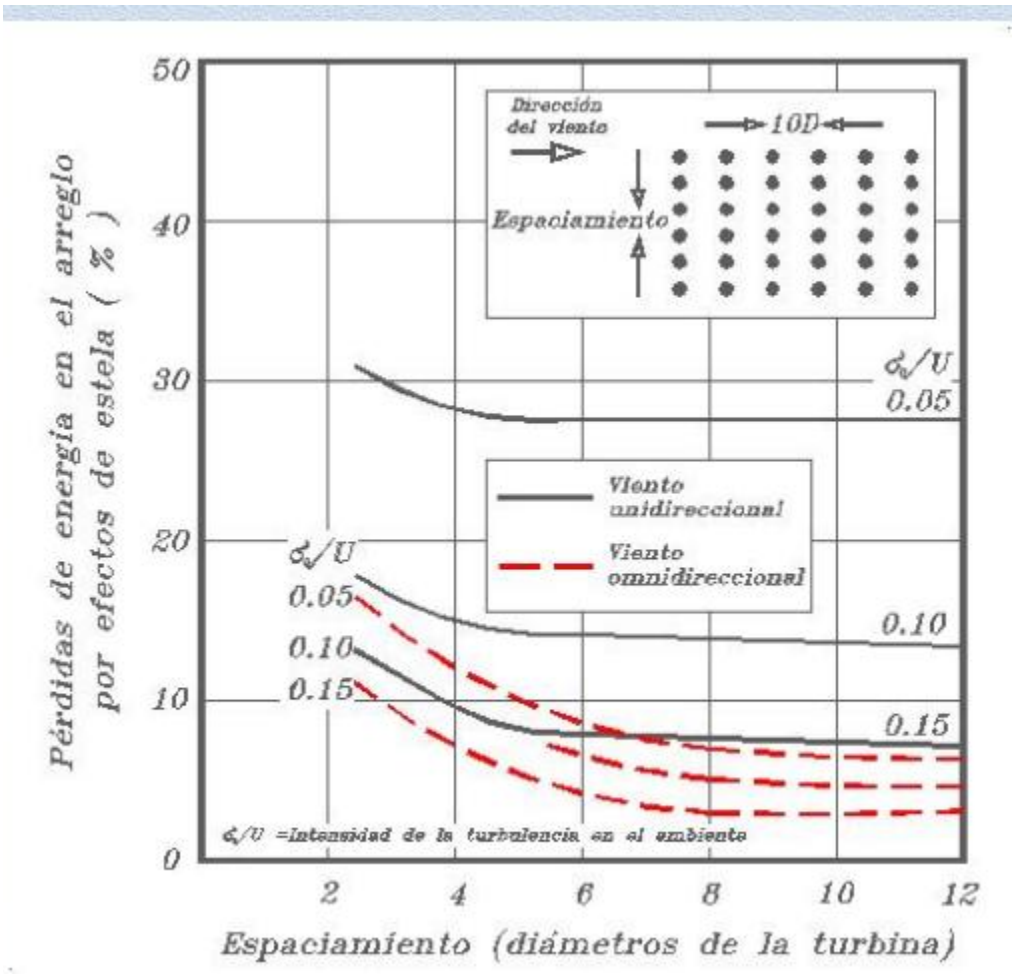


Figura 37.Análisis Turbulencia Parques Aerogeneradores.

La tabla tiene como fuente la siguiente publicación:
Critical sigues in the design and assesment of wind turbina array procedins of the 4th Internacional Symposium on Wind Energy System ISBN 0906085 Estocolmo 1982

Vemos que la separación vertical recomendable de las turbinas en la dirección perpendicular al viento dominante es de alrededor de 5 a 8 diámetros para minimizar las pérdidas por los problemas de las estelas.

El diámetro de rotor elegido es D=80m siendo la separación deseable de alrededor de 560m en la dirección perpendicular al viento dominante.

En la dirección del viento dominante se recomiendan 10 diámetros de separación.

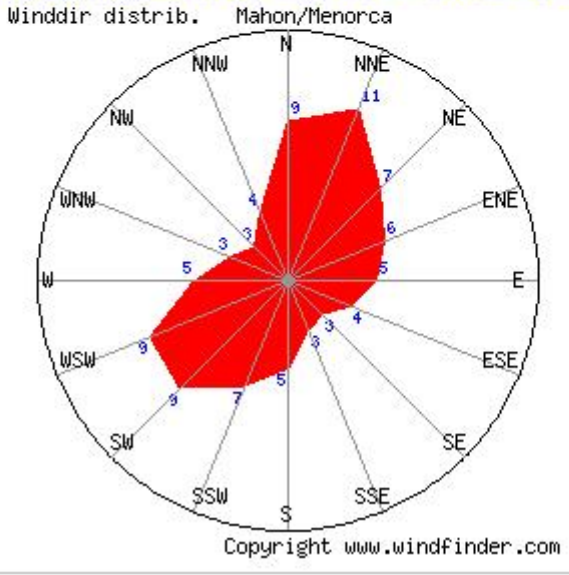
1.5.3.Orientación del Parque.

La distribución de los vientos en la zona de Mahón es la siguiente:

Mahon/Menorca (MENORCA)

Estadísticas basadas en observasiónes guardadas en10/2000 - 6/2009 diariamente entre 7am y 7pm hora local.

Mes del añio	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	SUM
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	1-12
Dominante Dir. del viento													
Propabilidad del viento > = 4 Beaufort (%)	40	38	41	40	34	31	28	29	30	31	37	37	34
Promedio Velocidad del viento (kts)	10	10	11	10	10	10	9	9	9	9	10	10	9
Promedio temp. del aire (°C)	11	12	14	16	20	25	27	27	24	21	16	13	18
Selecciona mes (Ayudo)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Año



Dirección del viento Distribución (%)

Figura 38.Distribución Vientos Mahón (Menorca).

Vemos que la orientación debe ser en líneas perpendiculares a los vientos predominantes son de dirección NNE y SW.

1.5.4.Posicionamiento del Parque.

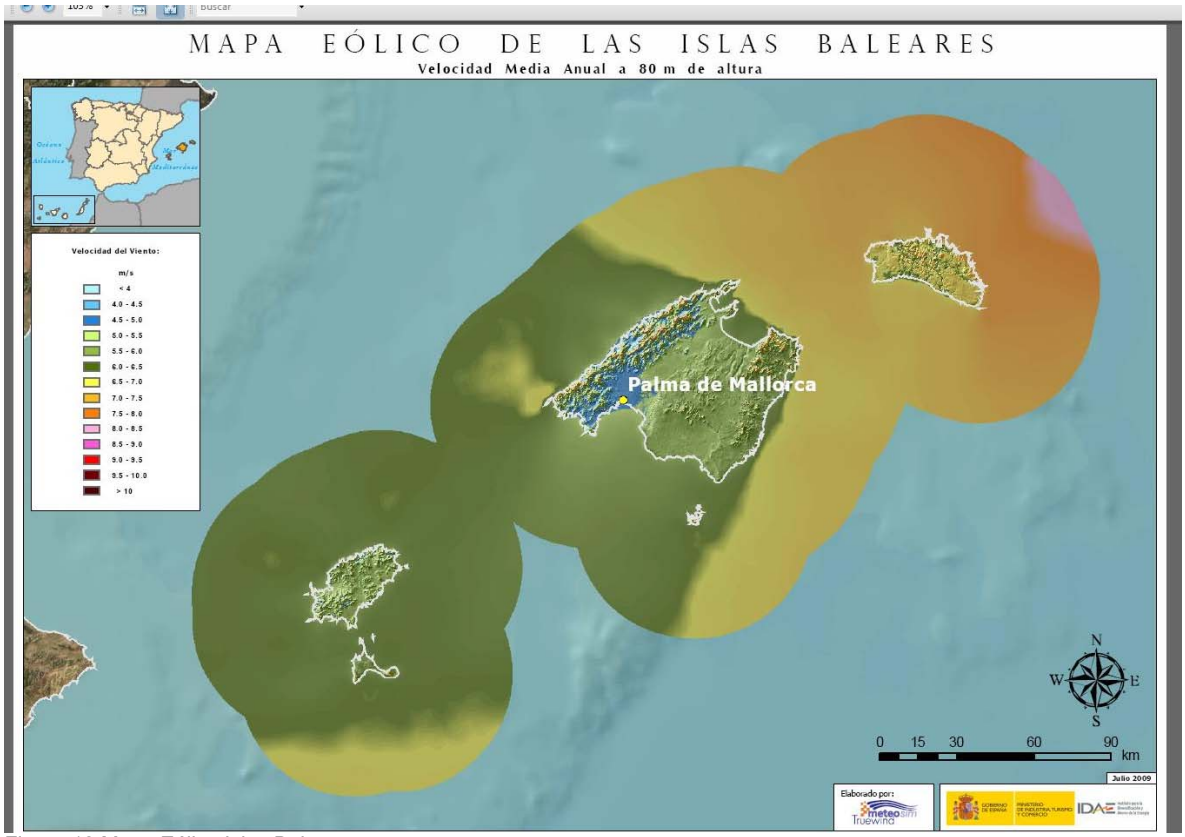


Figura 12.Mapa Eólico Islas Baleares.

Como vemos gráficamente, como la dirección predominante es NNE SW es una buena opción situar el parque paralela a la cara de la Isla donde está Mahón.

Si revisamos la profundidad del mar en esa cara de la isla encontramos una zona con unas profundidades de 12 a 26 m de profundidad que es un buen emplazamiento para nuestro parque. Este emplazamiento pero tierra adentro es el que usa el Parque de Aerogeneradores ya construido.

Figura 39.Carta Naútica Mahón.

Usando una herramienta de Google Map voy a medir el trozo de costa entre Elgrao y Cabo Negro, dándonos una distancia de 4.6 KM. En este proyecto se contemplan 8 aerogeneradores separados 560 m necesitando alrededor de unos 4.5 Km distancia suficiente:

Figura 40.Ubicación Parque Aerogeneradores Proyectado.

La separación respecto a la costa debe ser severa por la existencia de dos urbanizaciones así que me llevo el parque al borde de las aguas poco profundas.

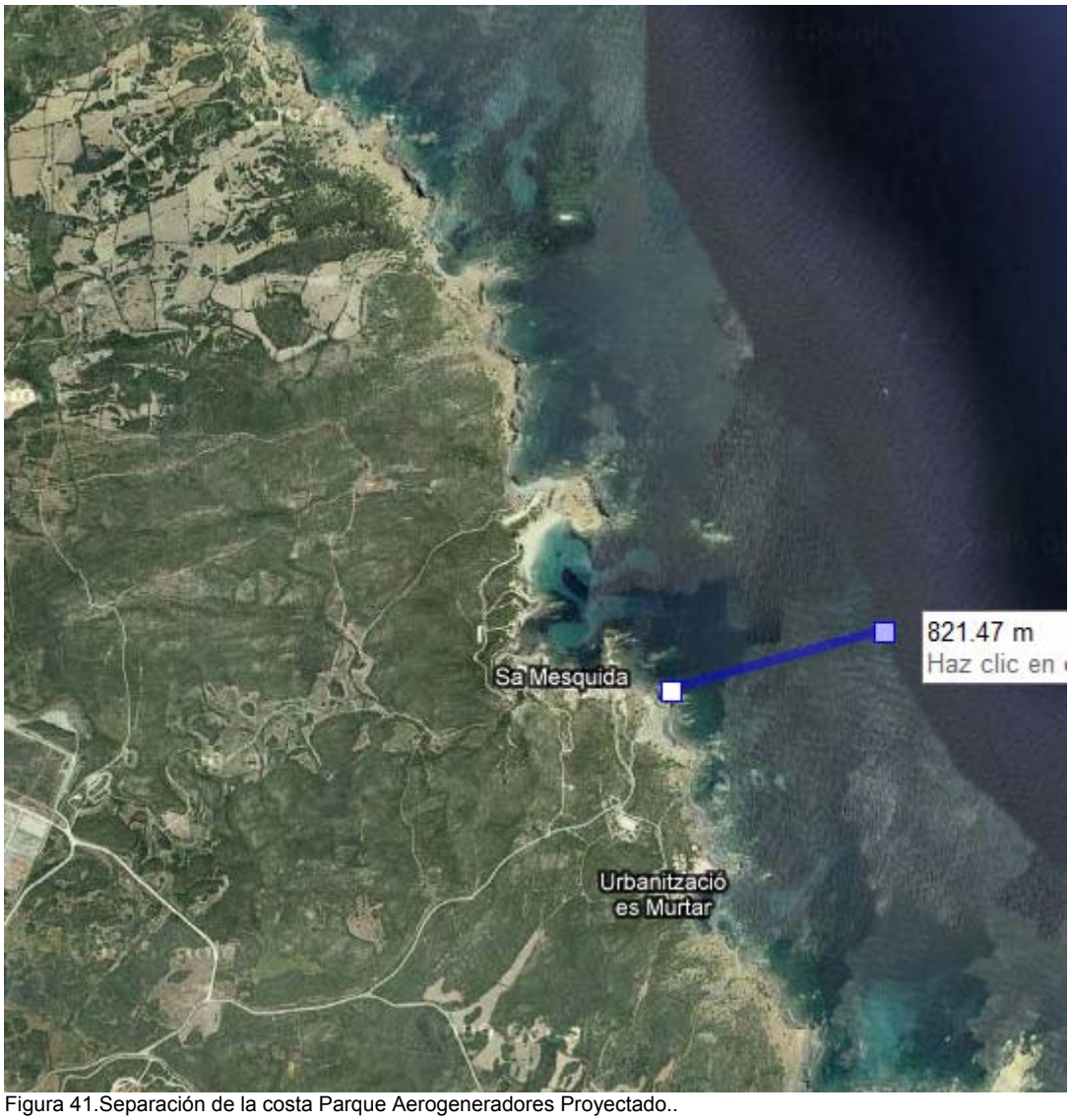


Figura 41.Separación de la costa Parque Aerogeneradores Proyectado..

A unos 800 m de distancia como vemos en la aplicación de google, quedando dentro de una profundidad inferior a 15 m.
Lo de alejarme tanto se justifica por la emisión de ruidos de los aerogeneradores que ahora estudiamos.

1.5.5.Problemas de ruidos.

Se puede comprobar en la información proporcionada por el suministrador que el nivel de ruido del aerogenerador seleccionado es el siguiente:

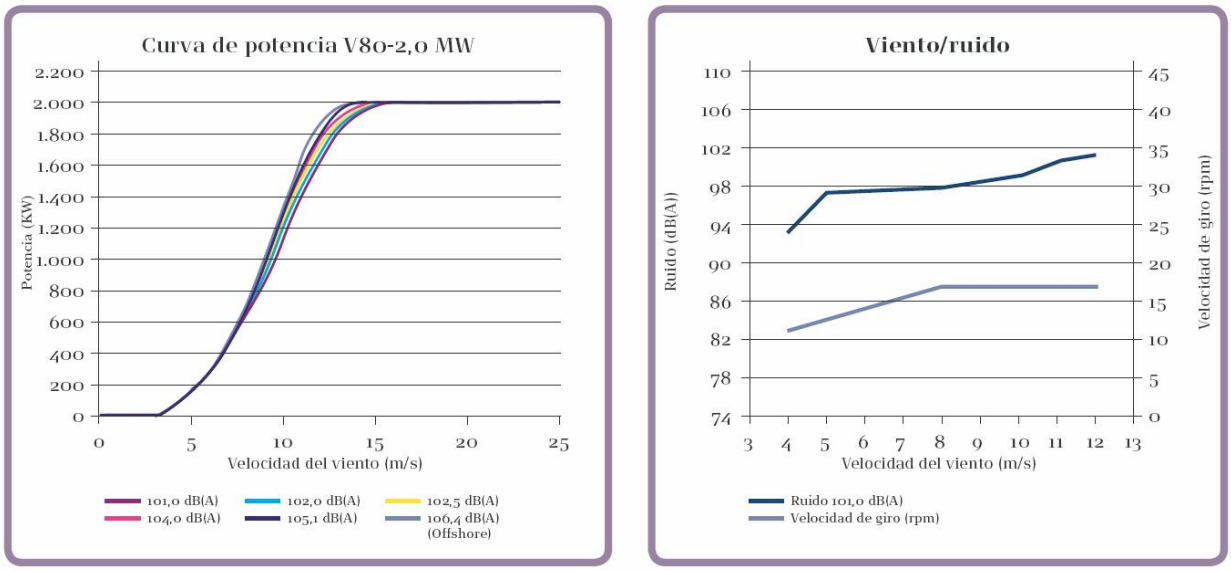


Figura 42.Intensidad de Ruido de los Aerogeneradores.

Alrededor de unos 100 db

De la página de la Asociación Danesa de Energía Eólica se desprende la siguiente tabla:

Nivel sonoro respecto a distancia a la fuente

Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)	Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)	Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)
9	-30	100	-52	317	-62
16	-35	112	-53	355	-63
28	-40	126	-54	398	-64
40	-43	141	-55	447	-65
50	-45	159	-56	502	-66
56	-46	178	-57	563	-67
63	-47	200	-58	632	-68
71	-49	224	-59	709	-69
80	-50	251	-60	795	-70
89	-51	282	-61	892	-71

Cómo utilizar la tabla de arriba:

Si un aerogenerador tiene un nivel sonoro en la fuente de 100 dB(A), tendrá un nivel sonoro de 45 dB(A) 141 m más allá. [100 - 55 dB(A) = 45 dB(A)].

Figura 43.Estimación de Ruido Aerogenerador Danish Wind Industry Association.

Nos llevamos los aerogeneradores a una distancia de 800 metros quedando un ruido de unos 29 db. Por debajo de los 30 db de intensidad de ruido máxima para hospitales y zonas residenciales.

1.6.Selección Líneas de Alta,Baja y Media Tensión.Ubicación del Centro de Transformación.

1.6.1.Análisis Instalación Eléctrica Aerogenerador.

En primer lugar se adjunta el esquema eléctrico proporcionado por Vestas de su Aerogenerador:

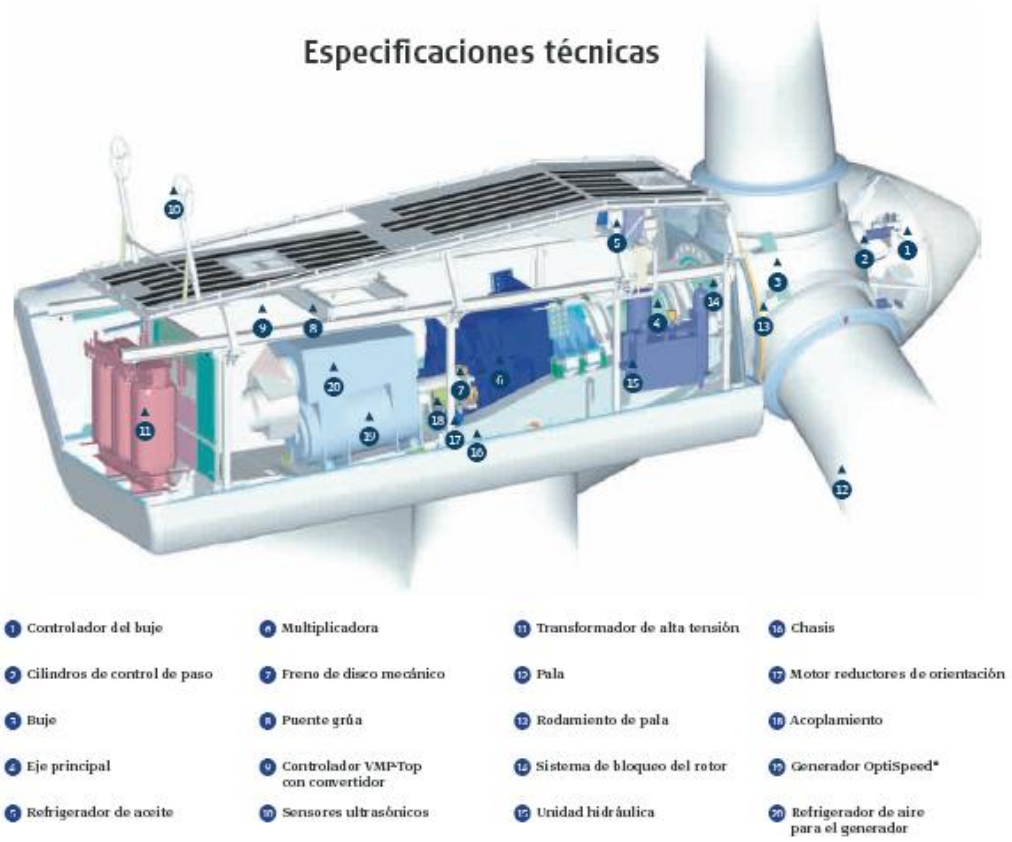


Figura 44.Esquema del Aerogenerador VESTAS.

Los componentes en los que nos vamos a centrar son en las marca 11 que pertenece a un transformador y a la marca 19 que es el Generador OPTISPEED.
El generador que nos ocupa produce electricidad a 690V que según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión es una producción en Baja tensión.

Rotor

Diámetro:	80 m
Área barrida:	5.027 m²
Velocidad de giro nominal:	16,7 rpm
Intervalo operativo:	9-19 rpm
Número de palas:	3
Regulación de potencia:	Paso/OptiSpeed®
Freno neumático:	Tres cilindros hidráulicos de paso independientes

Torre

Altura del buje (aprox.):	60 m, 67 m, 78 m, 100 m

Datos operativos

Velocidad de arranque:	4 m/s
Velocidad de viento nominal (2.000 kW):	15 m/s
Velocidad de corte:	25 m/s

Generador

Tipo:	Asíncrono con OptiSpeed®
Producción nominal:	2.000 kW
Datos operativos:	50 Hz/60 Hz 690 V

Multiplicadora

Tipo:	Ejes paralelos/planetarios

Control

Tipo:	Control basado en microprocesador de todas las funciones del aerogenerador con opción de supervisión remota. Optimización y regulación de producción mediante OptiSpeed® y regulación de paso OptiTip®.

Figura 45.Características Aerogenerador VESTAS.

Las principales características en las que nos ocuparemos en este apartado son:

-Que es un generador asíncrono.

-Factor de Potencia con sistema OPTISPEED

De acuerdo al REBT en la ITC-BT-40.Instalaciones Generadoras en Baja Tensión.

En su punto 4.3.2.Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la red en distribución pública.

Se específica que en el caso de generadores eólicos la frecuencia de las conexiones será como máximo de tres por minuto siendo la caida de tensión de un 2% durante un periodo de un segundo.

En el punto 4.3.4 Control de la energía reactiva se dice que:
En las instalaciones con generadores asíncronos el factor de potencia de la instalación no será inferior a 0.86 y para cuando sea necesario se instalarán baterías de condensadores.

Llegados a este punto vamos a introducir el funcionamiento del Sistema OPTISPEED implementado en el generador que hemos seleccionado.
Este sistema es un Sistema de Control de Jhonson Controls que Vestas ha incluido en su aerogeneradores, permitiéndole trabajar mejor con viento reacheado.
Además el sistema de control del aerogenerador también permite el aporte de energía reactiva durante la falta.
La potencia activa se reduce durante la falta y la intensidad capacitiva se incrementa. El control del rotor del generador cambia de control normal de potencia activa a control de la intensidad del rotor. Esta última tiene la prioridad, de forma que la intensidad reactiva inyectada varía en función de la curva programada, que se puede modificar a través de parámetros en el sistema de control. El valor programado por defecto en los aerogeneradores es inyectar el 50% de la intensidad en forma capacitiva.
En la figura se puede observar como en función de la tensión la maquina puede llegar a inyectar el 100% de la intensidad en forma reactiva. La reactiva inyectada es independiente de las condiciones de viento y la potencia generada antes del fallo.

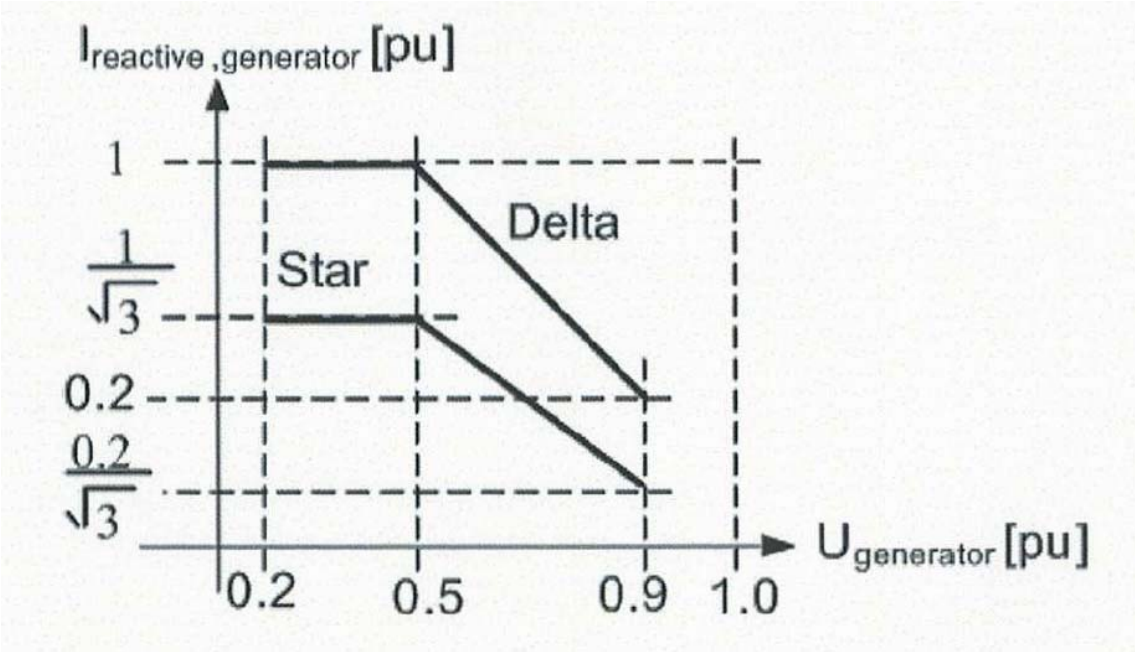
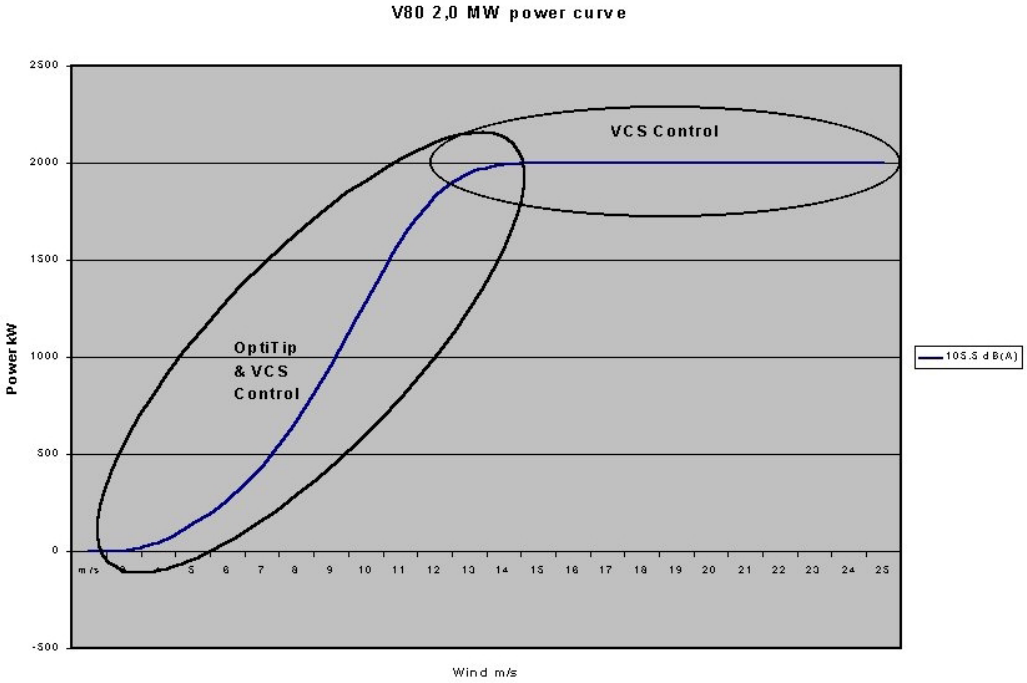


Figura 46.Variación Inyección Intensidad Aerogenerador VESTAS.

En el catálogo de Vestas también nos indica que el sistema nos ayuda a mejorar la calidad del suministro y además a reducir los armónicos.
También dispone de un sistema OPTITIP para el control de los pasos de las palas del aerogenerador.

En esta gráfica de la Curva de potencia se puede comprobar el modo en que trabajan ambos sistemas en función del la velocidad del viento y la potencia generada.

Figura 47.Zonas de Actuación Sistemas de Control.



Mediante la variación del paso se logra también mantener el nivel de ruido estable.

Ahora se describen las características eléctricas del Generador y del Transformador instalados en el aerogenerador.

Generador:

4 polos
Asíncrono
2000 KW 690V 50-60HZ
FDP 0.98 capacitivo 0.96 inductivo

Transformador:
1.2 -30 KV

El sistema de control del aerogenerador soluciona los problemas de factor de potencia,calidad, caida de tensión no debiendo de tomar ninguna medida en este sentido.

1.6.2.Líneas.

1.6.2.1.Líneas de Baja Tensión.

Como hemos visto en el diagrama del aerogenerador el generador trabaja a 690V y tiene un centro del transformación en la parte trasera del mismo, por tanto la línea de baja tensión constituye una de las partes proporcionadas por el fabricante y no entra en la parte de estudio por parte de este proyecto, de lo que si nos tendremos que preocupar es en principio de la aparamenta del centro de transformación encaminadas a la protección contra cortocircuitos por ser ésta protección función del conductor y su longitud por tanto deberá ser necesario su estudio.

1.6.2.1.Líneas de Media Tensión.

Irá del transformador del aerogenerador al centro de transformación, dadas las características de las edificaciones de la zona al existir una urbanización muy próxima al extremo más cercano a la subestación de Mahón, parece oportuno realizar todas las obras en el otro extremo de la playa, en un zona sin vecinos, para evitar las protestas de los mismos durante las obras y el movimiento de maquinaria pesada necesaria para realizar las obras, penaliza a la obra con una línea de alta tensión unos 4.5 Km más larga pero evitamos conflictos con los vecinos que empañen la imagen de la obra, pudiendo tener una zona amplia para tener zonas de almacenamiento y aparcamientos para los vehículos, pudiendo trabajar con mayor comodidad sin ningún asentamiento demasiado próximo.

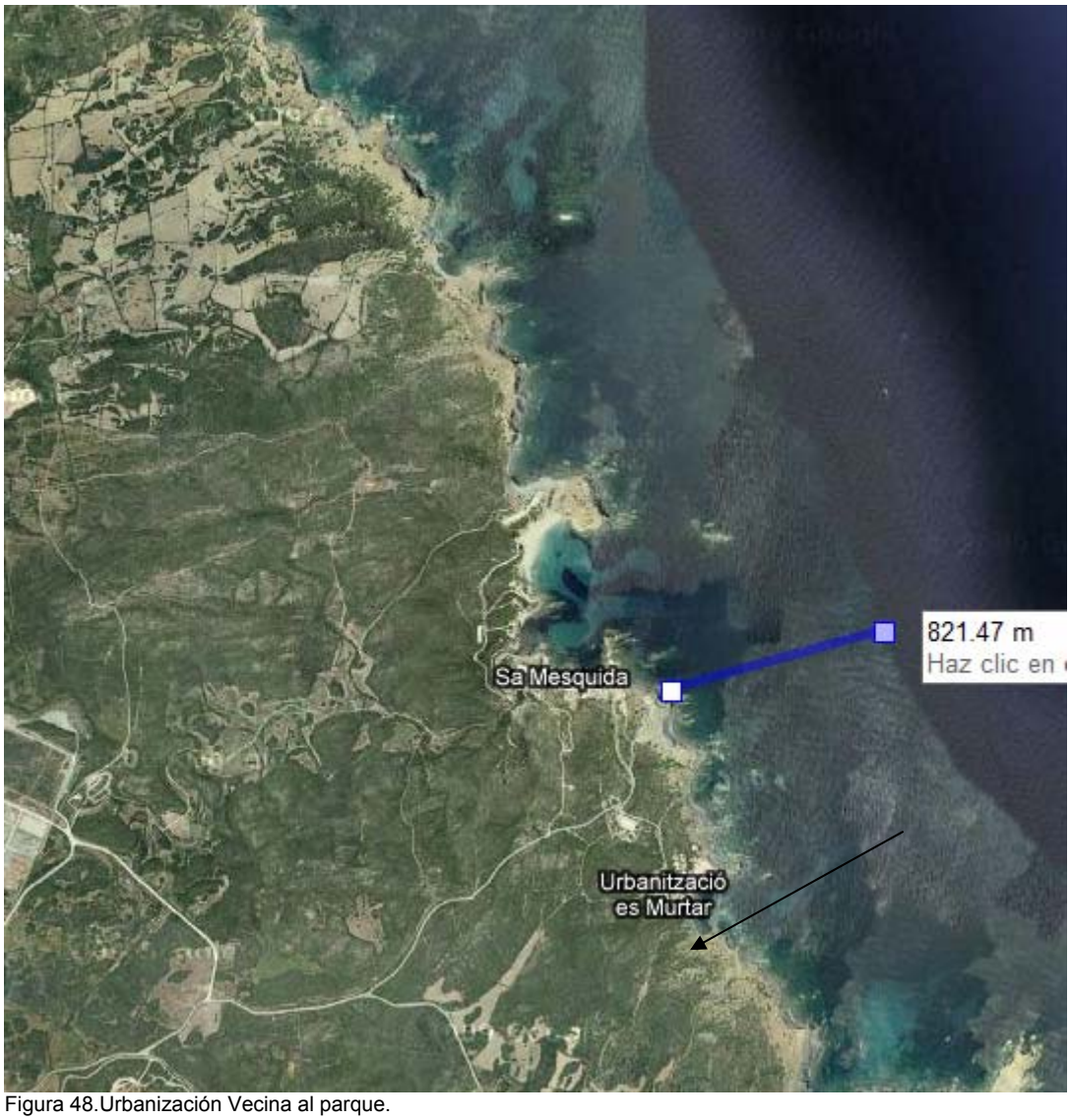


Figura 48.Urbanización Vecina al parque.

En la fotografía señalo la zona de la urbanización próxima a la obra y como se ha tenido especial cuidado que en esa zona el aerogenerador más próximo a la playa apenas suene, según calculamos 29 db que equivale a un susurro. Se han hecho los cálculos para 820 m para estar siempre en el lado de la seguridad y evitar en un futuro problemas con los ruidos de los aerogeneradores.

1.6.2.3.Líneas de Alta tensión.

Partirá desde el extremo más alejado a la urbanización entroncando con las líneas ya construidas, la zona más próxima para hacer el entronque será en la Subestación de Mahón. La línea será de 4.5 Km. Partirá de la subestación que vamos a construir en ese extremo de la playa.

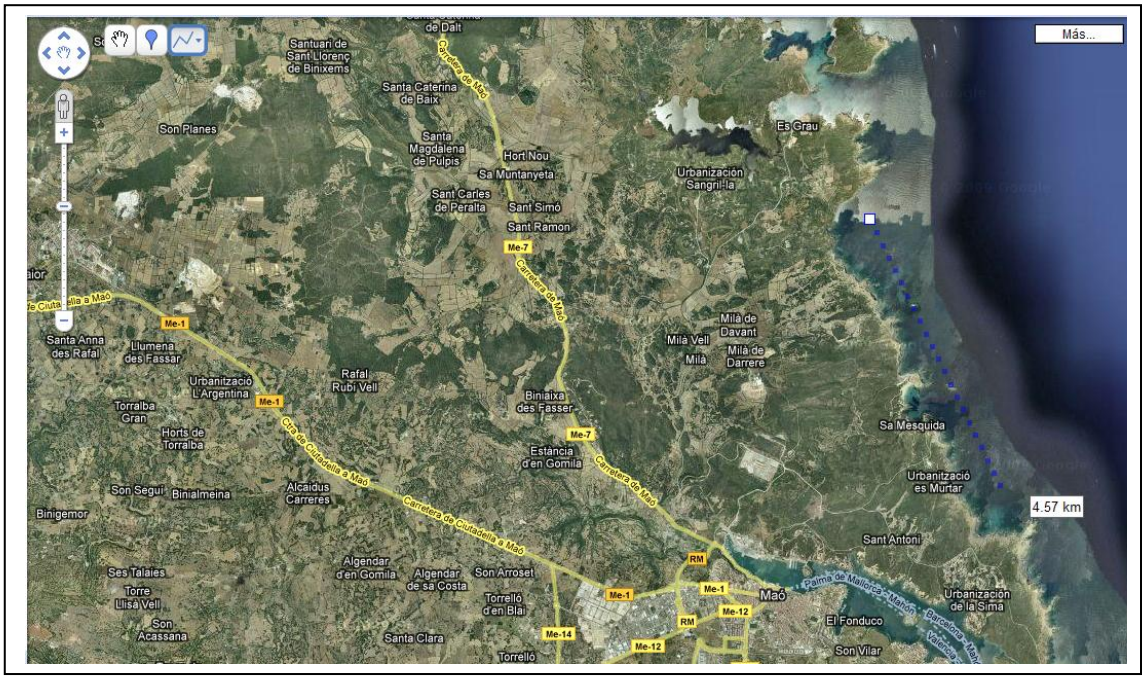


Figura 40.Emplazamiento Parque.

Como podemos ver en la herramienta Google Maps la subestación donde van a parar las líneas que recorren la isla están en ese vértice del puerto.

Figura 49.Vista Aérea Subestación.

Respecto a la tensión a la que vamos a trabajar vamos a conservar los 132 KV que trabaja la isla porque si desglosamos la potencia instalada en la Isla tendríamos:

	Potencia(MW)	Nº Generadores	Total(MW)	
És-Milá	0,85	4	3,4	
Off-Shore	2	8	16	
Central Térmi	267,5	1	267,5	
			286,9	MW

Calculando el peso que tiene cada uno en el total tendriamos:

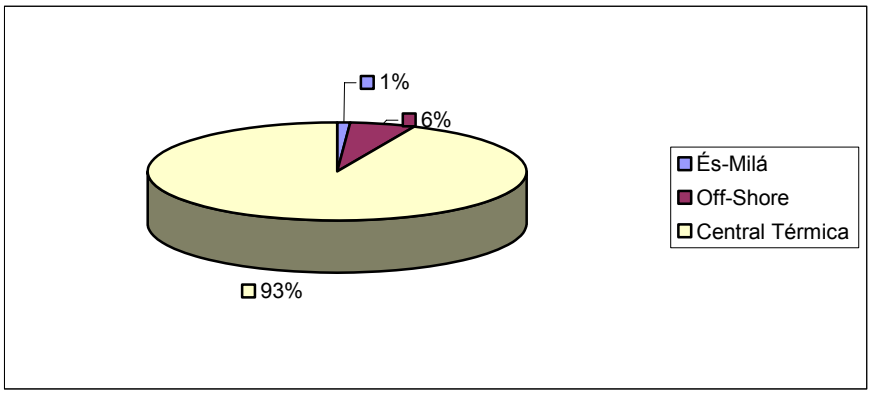


Figura 50.Generación Energía Eléctrica Menorca.

De los datos de Red Eléctrica se desprende:

Producción Enero	Mallorca-Menorca	461595	MW.h
	Ibiza-Formentera	63650	MW.h

Producción Agosto	Mallorca-Menorca	650000,00	MW.h
		902,78	MW
	Ibiza-Formentera	100000,00	MW.h
		138,89	MW

Total	1041,67	MW

Potencia Total Instalada	2113,00	MW
Potencia Instalada Mallorca/Menorca	1835,22	MW
Potencia Total Ibiza Instalada	277,78	MW

Comprobamos pues que el transporte de potencia entre islas estará limitado a la aparición de picos puntuales y por tanto nuestro parque abastecerá a la zona de Menorca por tanto no se considera necesario una elevación de la tensión. Además téngase en cuenta que el carácter de la instalación será conseguir la mayor cantidad de energía posible del viento y hará que la central térmica baje potencia ahorrando combustible, la tecnología instalada funciona bien con regimenes de carga variados.

1.7.Cálculos Eléctricos y Aparamenta.

1.7.1.Líneas de Media Tensión.

En primer lugar se adjunta un diagrama con las longitudes de cable a lo largo del parque de aerogeneradores teniendo en cuenta que el entronque hasta la subestación tiene una longitud de 4500 m

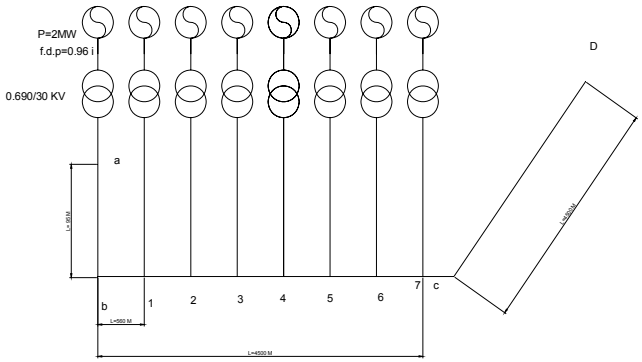


Figura 51.Esque Unfiliar Básico.

En primer lugar se selecciona un conductor con un aislamiento adecuado para resisitir en el entorno marino:

En nuestro caso seleccionamos un conductor Eprotenax, que según las especificaciones del proveedor es el más adecuado con aislamiento de Etileno Propileno.

1.7.1.1.Conductor a-b.

Para el cálculo de la sección del conductor vamos a dividir la línea en dos partes el conductor a-b y el conductor b-c.

Para el conductor a-b se calcula la intensidad que circula por ese conductor:

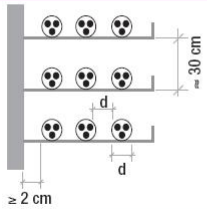
$$I = \frac{2MW / 0.96}{30KV.\sqrt{3}} = 40{,}09A$$

Ahora vamos a indicar los factores de corrección pertinentes:

En este caso debemos tener en cuenta que los cables irán en una bandeja dentro del mástil del aerogenerador para luego tener que ponerse en tubos para estar en contacto con el agua marina.

Figura 52.Factores Corrección Cables.

3 - Cables trifásicos o ternas de cables instalados al aire en canales o galerías:

Montaje	Instalación	Bandejas	Factor de corrección según número de cables o ternas				
			1	2	3	6	9
	Cables trifásicos o ternas de cables unipolares tendidos sobre bandejas continuas, la circulación del aire es restringida, con una separación entre los cables igual a un diámetro d. Distancia de la pared = ó > a 2 cm.	1	0,95	0,90	0,88	0,85	0,84
		2	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80
		3	0,88	0,83	0,81	0,79	0,78
		6	0,86	0,81	0,79	0,77	0,76

$$I = 0{,}88.40.09 = 35{,}72A$$

Ahora vemos para esa intensidad cual es la sección más adecuada:

Sección nominal mm²	105 ºC 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-

Figura 53.Intensidades Nominales Conductores.

Una sección de 16 mm^2 es la más adecuada en función de la intensidad que tenemos, aunque por motivos de la tensión seleccionada necesitamos una sección de S=50mm^2 Ahora se obtienen los parámetros eléctricos del conductor en función de la información suministrada por el proveedor:

TABLA VIII
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
	Tres cables unipolares en contacto mutuo						
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	**0.116**	0.121	**0.129**
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	**0.109**	0.115	**0.118**
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	**0.103**	0.106	**0.109**
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105

Figura 54.Reactancias Conductor.

X=0,148 Ω/Km

Ahora se repite el mismo proceso con la resistencia:

TABLA VII
Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (105 ºC)

Sección nominal mm²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 ºC en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	**0.427**	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	**0.277**	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	**0.170**	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	**0.108**	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Figura 55.Resistencia del conductor.

R=0,519 Ω/Km

Cálculo de la Caída de tensión:

P=2 MW
L=96m
R=0,519 Ω/Km
X=0,148 Ω/Km
CosΦ=0,96i

Quedándonos pues la caida de tensión:

$$\Delta U = L.I\sqrt{3}.((R.\cos\Phi + X.sen\Phi)) = 1.5V$$

Una caida de tensión despreciable.

El fabricante nos dice que el conductor para la tensión de trabajo debe ir apantallado, dado en el ambiente que trabajan y lo crítico que puede ser cualquier problema los apantallo con S=25mm^2

Así pues la codificación del cable sería:

EPROTENAX H COMPACT 1X50/25 mm^2 18/30 KV

1.7.1.2.Conductor b-c-d.

El conductor b-c tiene 4.5 Km donde se le van sumando las intensidades de los aerogeneradores y otros 4.5 Km hasta llegar a la subestación, consideramos este último trozo es más desfavorable y se obtiene la sección para ese sector.

En esa línea tenemos:
Se hacen los cálculos para 10 aerogeneradores para tener margen para aprovechar la instalación en una posible ampliación:

L=4,5 Km
P=16 MW
f.d.p=0,96i

$$I = \frac{20MW / 0.96}{30KV.\sqrt{3}} = 400A$$

Obtenemos la sección:

Sección nominal mm²	105 ºC 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-

Figura 53.Intensidades Nominales de Conductores.

Vamos a proteger el cable lo máximo posible por eso nos vamos al caso seis, ya que al estar los conductores sobre el fondo marino corremos riesgos de la existencia de impactos con redes pesqueras por ejemplo.

D=240 mm²

Ahora vamos con los parámetros eléctricos:

TABLA VIII
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
	Tres cables unipolares en contacto mutuo						
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	**0.116**	0.121	**0.129**
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	**0.109**	0.115	**0.118**
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	**0.103**	0.106	**0.109**
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105

Figura 54.Reactancias Conductores.

X=0,109 Ω/Km

Ahora se repite el mismo proceso con la resistencia:

TABLA VII
Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (105 ºC)

Sección nominal mm²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 ºC en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	**0.427**	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	**0.277**	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	**0.170**	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	**0.108**	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Figura 55.Resistencia Conductores.

R=0,173 Ω/Km

Cálculo de la Caída de tensión:

P=16 MW
L=4,5 Km
R=0,173 Ω/Km
X=0,109Ω/Km
CosΦ=0,96i
S=240 mm^2
Quedándonos pues la caida de tensión:

$$\Delta U = L.I\sqrt{3}.((R.\cos\Phi + X.sen\Phi)) = 490V$$
$$\Delta U = 2.72\%$$

Ahora vamos a analizar el sector B-C:

Teniendo esta tabla de caída de tensión en toda la línea de Media Tensión:

P	2	MW	I	40,09	A
U	30	KV	R	0,173	Ω/Km
f.d.p	0,96		X	0,109	Ω/Km
L	0,56	Km			

Tramo		I(A)	$\Delta U(V)$	$\Delta P(KW)$
1	b1	40,09	7,64555556	0,155735597
2	12	80,19	15,2911111	0,622942387
3	34	120,28	22,9366667	1,40162037
5	45	160,38	30,5822222	2,491769547
6	56	200,47	38,2277778	3,893389918
7	67	240,56	45,8733333	5,606481481
8	cd	280,66	430,0625	61,3208912
			590,619167	75,4928305
			1,97%	

Eficiencia Energética	99,75%

Figura 56.Eficiencia Energética Conductores.

No existe una normativa específica de caídas de tensión se considera admisible por debajo del 5%

Vemos que se pierde el 0.25% por efecto Joule, en el Reglamento Electrotécnico de Baja y Alta Tensión no especifica nada pero lo consideramos razonable.

El fabricante nos dice que el conductor para la tensión de trabajo debe ir apantallado, dado en el ambiente que trabajan y lo crítico que puede ser cualquier problema los apantallamos con S=25mm^2

Así pues la codificación del cable sería:

EPROTENAX H COMPACT 1X240/25 mm^2 18/30 KV

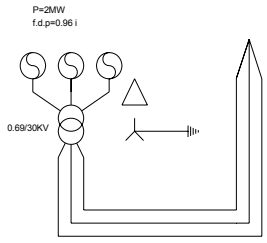
1.7.1.3.Tomas de Tierra.

Para la conexión a tierra de los aerogeneradores primero se transcribe el Artículo 24 del Reglamento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica.

El punto neutro de los generadores puede permanecer aislado o conectado a tierra, ya sea directamente o por intermedio de resistencias o reactancias adecuadas. El valor de una y otras debe ser el que aconseje el cálculo de la corriente de cortocircuito a tierra.
Los circuitos de tierra y sus correspondientes electrodos o placas deben ser independientes de los anteriormente citados a menos que los generadores estén conectados a transformadores elevadores de la tensión, en cuyo caso se permitirá utilizar las mismas tierras de los neutros de éstos a la parte correspondiente a la misma tensión de los generadores.

En resumen es que se puede usar la toma de tierra del neutro para la tierra en la parte de Baja tensión.

Ahora se adjunta el esquema del circuito:



Para clarificar más si cabe se adjunta un esquema tipo de una instalación para clarificar los cables de neutro y las instalaciones a tierra.

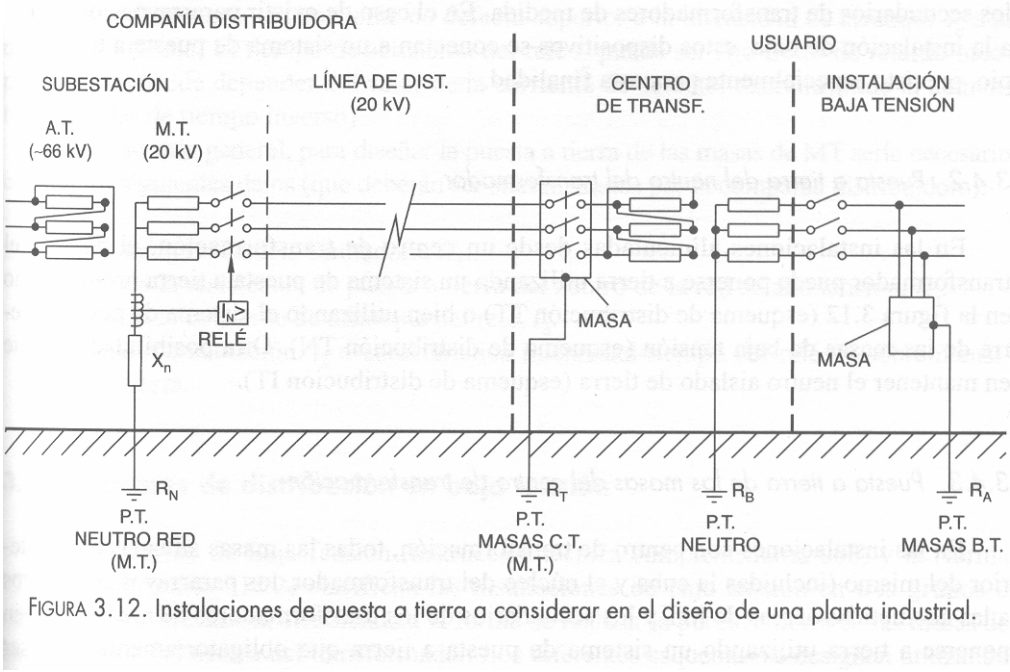


FIGURA 3.12. Instalaciones de puesta a tierra a considerar en el diseño de una planta industrial.

Figura 57.Esquemas de Neutro y puesta a tierra.

Como se visualiza en la imagen en la parte de media tensión tenemos que dimensionar la tierra del centro de transformación de cada aerogenerador que según el Artículo 24 del Reglamento de Alta tensión podemos conectar a la tierra del neutro por ser un transformador elevador.

1.7.1.3.1. Toma de Tierra del aerogenerador.

En primer lugar es necesario conocer la resistividad del terreno en el cual vamos a trabajar, en nuestro caso tenemos la particularidad que nuestra puesta a tierra es submarina, por tanto es muy previsible que sea prácticamente nula, para hacer los cálculos del lado de la seguridad se elige la resistividad de un terreno pantanoso siendo la resistividad que se selecciona a la hora de hacer cálculos la siguiente:

Resistividad=20 Ω.m

CUADRO 3.1

Valores orientativos de la resistividad media de distintos tipos de terrenos

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD (Ohm·m)
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 50
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Figura 58.Tabla Resistividades del Terreno.

Para unir la tierra con las partes metálicas de la instalación necesitamos un conductor, como es sabido el conductor tendrá el color característico de la toma de tierra

Para el cálculo de la Toma de Tierra tendré en cuenta la impedancia del transformador. Se tendrán presente el MIE-RAT 13 del Reglamento de Alta Tensión.

Las tensiones máximas admisibles se calculan según la expresión que sigue:

- Tensión de paso admisible (V): $V_{pad} = \frac{10K}{t^n}\left(1+\frac{6\rho}{1.000}\right)$

- Tensión de contacto admisible (V): $V_{cad} = \frac{K}{t^n}\left(1+\frac{1,5\rho}{1.000}\right)$

Figura 59.Tensiones de Paso y Contacto.

Obteniendo los parámetro K, n y t de la siguiente tabla:

CUADRO 3.5

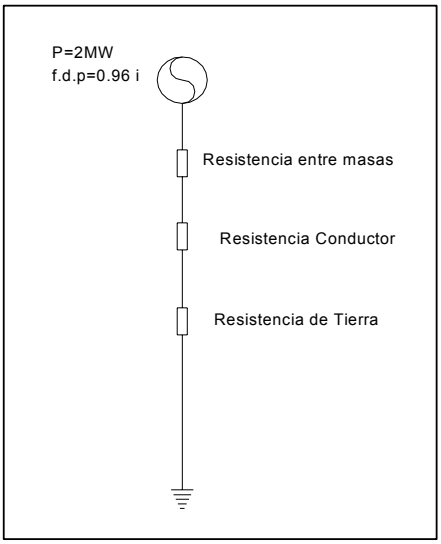
Constantes K,n para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto admisibles

t (s)	K	n
$0,9 \geq t > 0,1$	72	1
$3 \geq t > 0,9$	78,5	0,18
$5 \geq t > 3$	64	0
$t > 5$	50	0

Figura 60.Tabla para la cálculo máximas tensiones permitidas.

Como se verá en el cálculo de cortocircuito las protecciones de los aerogeneradores van a saltar en tiempos superiores a 5s si ve el corto el disyuntor de media.
No obstante aunque no salte ninguna protección la tensión de contacto según norma no debe ser superior a 50V en ambiente seco.

CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE LOS AEROGENERADORES



Terreno		
Resistividad	10	Ohm.m

Línea		
Tensión Línea	30000	V
R	0,519	Ohm/Km
X	0,148	Ohm/Km
L	96	m

Trafo	
Uk	0,06
Ur	0,013

Impedancia		
Total	1,05086204	Ohm
K	50	
T(S)	5	
n	0	

Admisible		
Vpad	530	V
Vcad	50,075	V

Vc	1,71E+01	V

I	16480,6212	A

Figura 61.Cálculo de Puesta a Tierra.

Resistencia entre masas

R	1,04E-03	Ohm
X	0,000296	Ohm

Resistencia Línea		
R	0,049824	Ohm
X	0,014208	Ohm
Resistencia Puesta a Tierra		
R	1,00E+00	Ohm

Puesta a Tierra

4 Picas Profundidad 0,5m Lp=2m

Kr	0,1
Kp	0,0231
Kc	0,0508

Lp	2	m
S	50	mm^2
	0,00005	m^2

Comprobamos que la tensión Admisible es superior a la real de contacto por tanto la puesta a tierra es la correcta.

Para tener en cuenta la resistencia entre masas para hacer el divisor de tensión, he tenido en cuenta que todas las masas metálicas deben estar puestas a tierra, y además que el técnico tocará dos partes metálicas accesibles, he supuesto para esto al estar en la góndola y ser todo metálico que la separación entre estas dos partes accesibles puede ser como mucho de 2m.

Para hacer cálculos he tomado como resistencia para el cálculo de la tensión de contacto la resistencia de 2 m del conductor de la puesta a tierra, ya que será la que determinará la diferencia de potencial entre esos dos puntos.

Se ha usado la tabla que sigue para determinación de la Resistencia a puesta a tierra:

Figura 62.Picas de Puesta a Tierra.

Profundidad: 0,5 m

Configuración	L_p(m)	Resistencia K_r	Tensión de paso K_p	Tensión de contacto ext. $K_c = K_{p(acc)}$
Sin picas	-	0,137	0,0287	0,0858
4 picas	2	0,100	0,0231	0,0506
	4	0,080	0,0178	0,0355
	6	0,067	0,0143	0,0270
	8	0,058	0,0119	0,0217
8 picas	2	0,088	0,0200	0,0402
	4	0,067	0,0143	0,0252
	6	0,055	0,0110	0,0179
	8	0,047	0,0089	0,0137

Profundidad: 0,8 m

Configuración	L_p(m)	Resistencia K_r	Tensión de paso K_p	Tensión de contacto ext. $K_c = K_{p(acc)}$
Sin picas	-	0,131	0,0200	0,0816
4 picas	2	0,096	0,0160	0,0491
	4	0,077	0,0124	0,0347
	6	0,065	0,0101	0,026
	8	0,056	0,0084	0,0214
8 picas	2	0,084	0,0143	0,0389
	4	0,065	0,0104	0,0247
	6	0,054	0,0081	0,0178
	8	0,046	0,0066	0,0138

Quedando la puesta a tierra como sigue:

4 Picas Profundidad 0.5m Lp=2m
R=1.05 KΩ

Habiendo seleccionad como conductor de puesta a tierra:
EPROTENAX H COMPACT 1X50/25 mm^2 18/30 KV

Estando dentro del rango que nos habla el reglamento que nos dice que dicha sección no bajará de 25mm^2 para cobre como se indica en la Instrucción Técnica Complementaría MIE-RAT-13

Para la determinación de la resistividad del terreno serán necesarios los ensayos pertinentes por la singularidad de la cimentación puesta a tierra que son submarinas.

1.7.1.3.2. Sección del Neutro.

Para dimensionar el neutro se usa la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase (mm^2)	Sección nominal del conductor neutro(mm^2)	
	Redes aéreas	Redes subterráneas
16	16	16
25	25	16
35	35	16
50	50	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	150	150
400	185	185

Figura 62.Secciones Neutro.

Los conductores que hemos empleado son los siguientes:

EPROTENAX H COMPACT 1X50/25 mm^2 18/30 KV

Se toma la sección 50 mm^2 en referencia a la tabla.

1.7.1.3.3.Cálculo de Cortocircuitos.

En primer lugar se va analizar el circuito de Media Tensión que nos ocupa para determinar los cortocircuitos que más afecten al comportamiento del Parque:
Para verificar los resultados aquí expuestos se usa una distribución gratuita de Microcap.
Los subtransitorios del del generador no se van a tener en cuenta dada su capacidad para hacer que hasta el 100% de la corriente sea de carácter capacitivo, entendiendo que hará los transitorios y subtransitorios más suaves.
Al estar todas las líneas por debajo por 50 Km vamos a usar el modelo de línea corta considerando sólo efectos resistivos e inductivos.

Colocamos dos Interruptores automáticos a cada lado de la rama verticales para proteger a izquierda y derecha del aerogenerador y junto a ellos un contactor para poder hacer operaciones de mantenimiento en uno o varios aerogeneradores para no perjudicar al resto del parque.

En función del diagrama básico adjuntado anteriormente podemos llegar a las siguientes conclusiones:

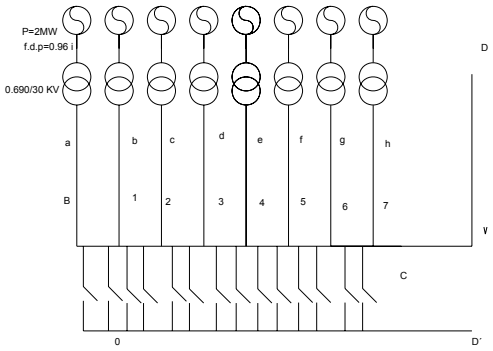


Figura 63.Diagrama Unifllar Bucle.

1.7.1.3.3.1.Cálculo de Cortocircuitos puntos C y D.

Los puntos C y D de producirse cortos en esa zona contarían con toda la potencia del parque pudiendo determinar en esa zona un corto mínimo y máximo en función de la longitud del conductor.

Si miramos con atención el circuito que nos ocupa podemos comprobar que existe una regularidad en las cargas, vamos a centrarnos en el corto trifásico por ser el más severo, y por ello para simplificar cálculos se usa el monofásico equivalente del circuito trifásico.

Para los cálculos nos vamos a apoyar en una herramienta de Microcap con el circuito que aquí se adjunta:

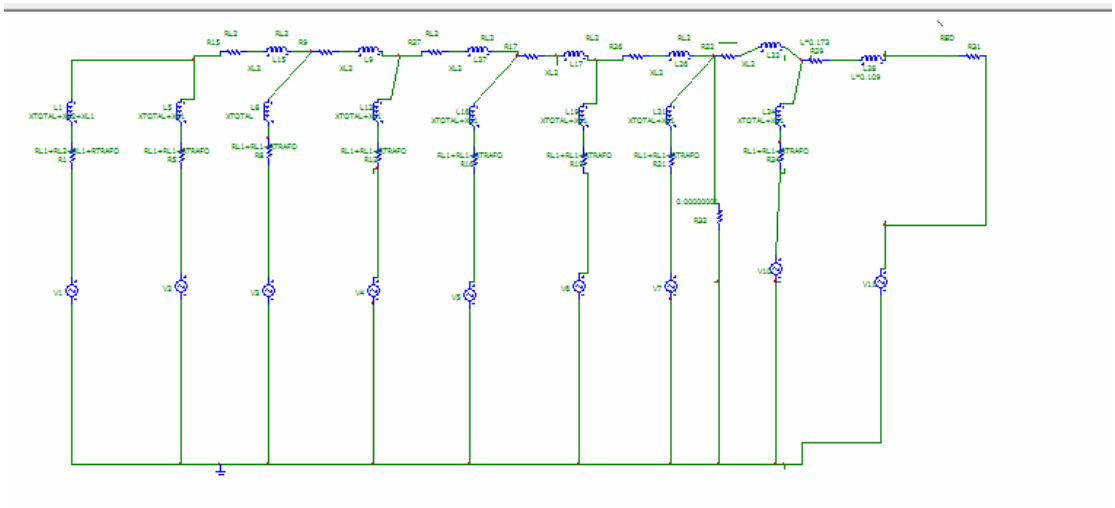
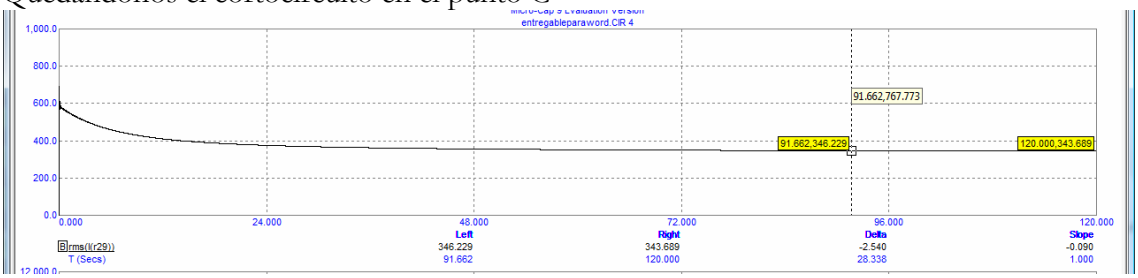


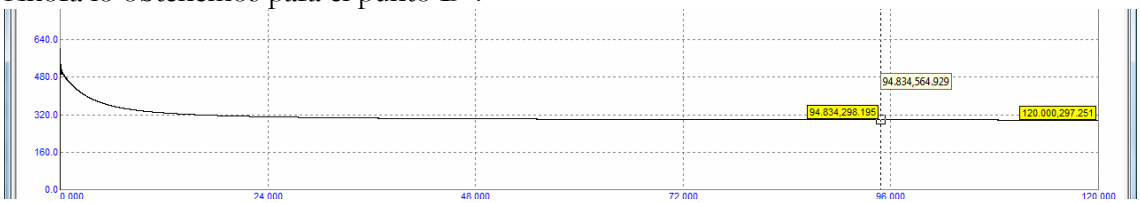
Figura 64 .Simulación Microcap.

Quedándonos el cortocircuito en el punto C



Quedando la Intensidad de cortocircuito:
I=0.343 KA

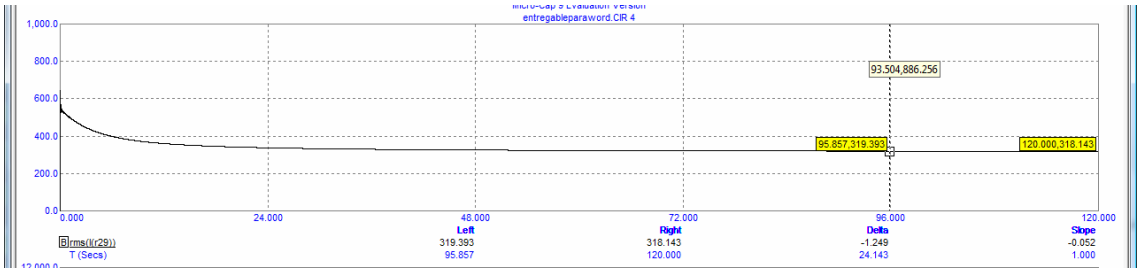
Ahora lo obtenemos para el punto D´:



Quedando la Intensidad de cortocircuito:

I=0.297 KA

Finalmente para el punto D:



I=0.318 kA

Ahora se adjunta los cortos en las ramas de los Aerogeneradores ordenadas de la primera a la última de izquierda a derecha:

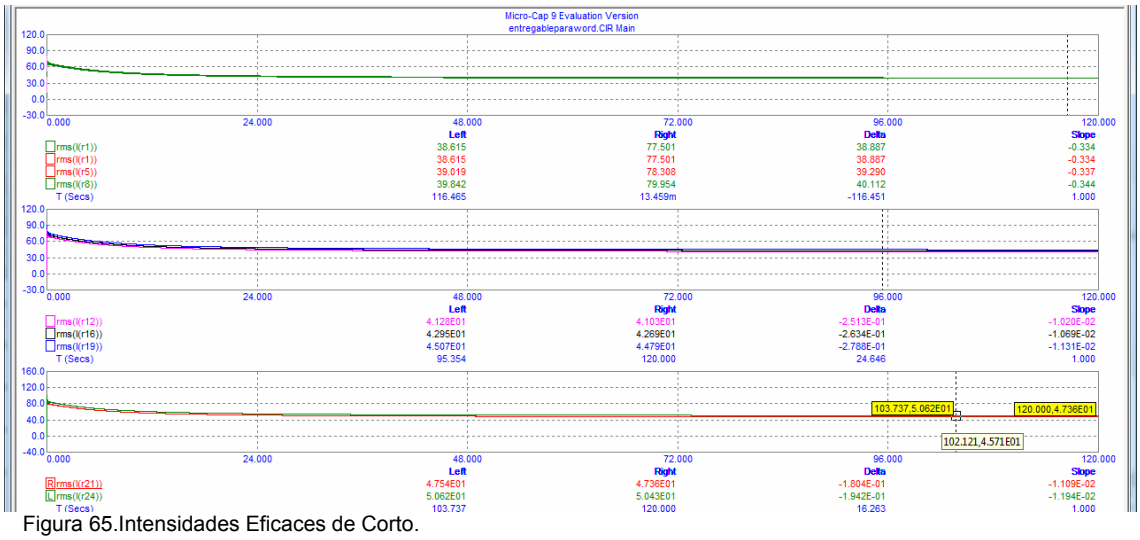


Figura 65.Intensidades Eficaces de Corto.

La ley de Corto máxima es de 50.62 A

Resultados a los que hubiéramos llegado también con el siguiente razonamiento:

-Aportación de la red al cortocircuito.

Ahora tengo en cuenta la posible aportación de la red al cortocircuito para eso miro los datos que propociona el pograma AMIKIT siendo la potencia de cortocircuito en las Islas Baleares de Scc=350 MVA

Obtengo la impedancia equivalente:

$$Z = \frac{Ul^2}{S} = 2.571\Omega$$

Potencia Total Parque P=16 MW
f.d.p 0.96
Ul=30 KV

Punto C:

$$Z = \frac{(Ul)^2}{P / \cos(\Phi)} = 54\,\Omega$$

$$\vec{I}corto = \frac{\frac{30000}{\sqrt{3}}}{51.84 + 15.12\,j} = 307.92 - 89.81\,jA$$

Icorto=0.320 KA

Y para el corto en el punto D:

$$\vec{I}corto = \frac{\frac{30000}{\sqrt{3}}}{\vec{Z} + (0.7785 + 0.981\,j)} = 301 - 92\,jA$$

Icorto=0.314KA

Y para el cálculo de la intensidad de cortocircuito en cada una de las ramas de los aerogeneradores también tendríamos la siguiente ley de cortocircuito:

Potencia Total Aerogenerador P=2 MW
f.d.p 0.96
Ul=30 KV

Corto en a:

$$Z = \frac{(Ul)^2}{P / \cos(\Phi)} = 432\ \Omega$$

$$\vec{I}corto = \frac{\frac{30000}{\sqrt{3}}}{414.72 + 120.96\,j} = 38.49 - 11.226\,jA$$

Icorto= 40.1 A

Figura 66.Cálculo de Cortocircuitos.

Resultados muy próximos a los de la simulación con Microcap

1.7.1.3.3.2.Cálculo de Cortocircuitos entre los puntos B y C.

Para finalizar vamos a estudiar que ocurriría si el corto fuera entre los puntos BC
Simulamos un cortocircuito en el punto B:
.
Viendo ahora las intensidades de corto entre cada aerogenerador y los puntos B,1,2,3,4,5,6 y 7 nos queda:

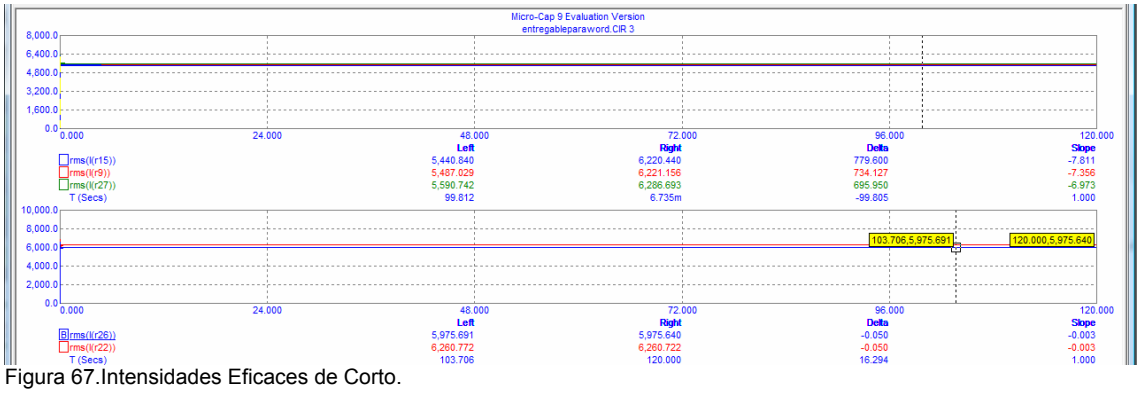


Figura 67.Intensidades Eficaces de Corto.

Quedándonos una un corto más desfavorable de 6 KA.

Para las secciones de cable b-1,1-2,2-3,3-4,4-5,5-6 y 6-7.

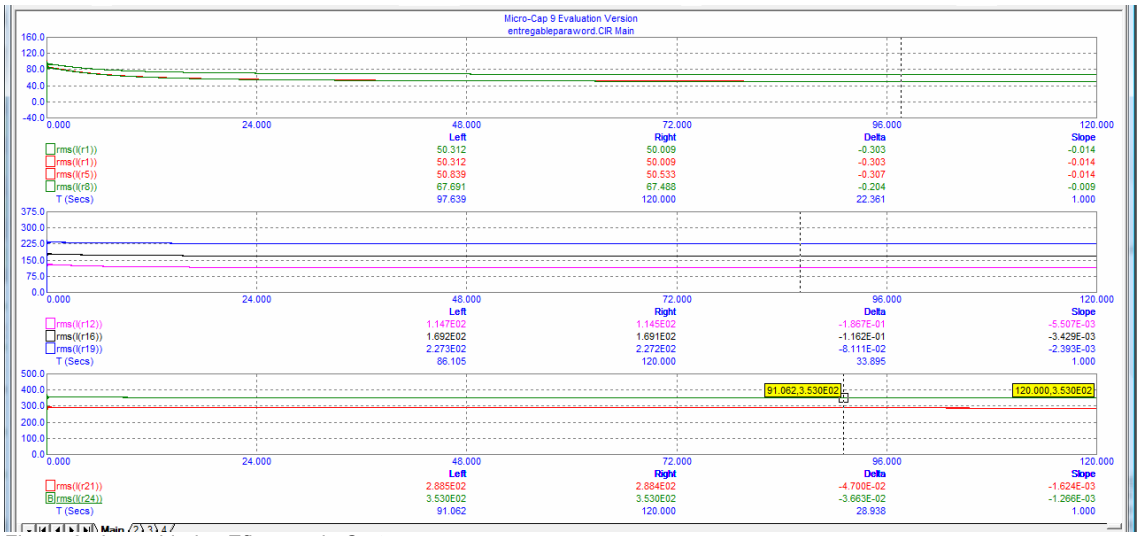
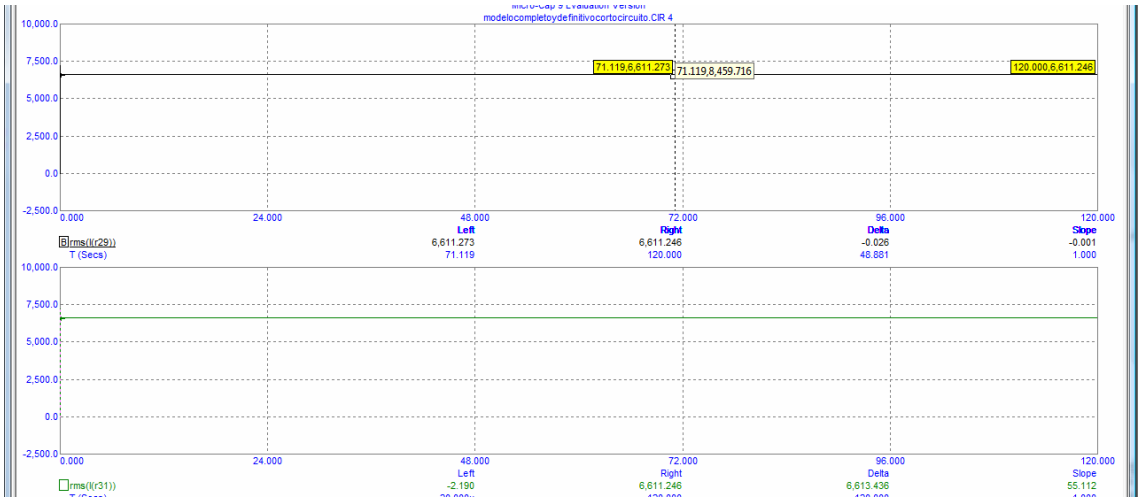


Figura 67.Intensidades Eficaces de Corto.

Siendo el valor máximo Icorto=0.350 KA

Siendo la intensidad máxima de cortocircuito de todo el montaje la que viene por la rama CD:



Siendo la I=6.6 KA siendo la mayor intensidad de corto en este montaje.

1.7.1.3.3.3.Cálculo de la Corriente Máxima Asimétrica (Intensidad de Pico).

Este último caso de estudio es el corto más desfavorable
Resumiendo en esta tabla las intensidades de pico de corto:

Corto en B
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,051	1,577	1,029	0,074		420	0,12
1 2	0,096	0,061	5,461	1,577	1,029	7,946	4,4	420	13,00
2 3	0,096	0,061	5,563	1,577	1,029	8,094	4,4	420	13,25
3 4	0,096	0,061	5,722	1,577	1,029	8,325	4,4	420	13,62
4 5	0,096	0,061	6,100	1,577	1,029	8,875	3	420	14,52
5 6	0,096	0,061	5,942	1,577	1,029	8,645	2,2	420	14,15
6 7	0,096	0,061	6,224	1,577	1,029	9,056	2,2	420	14,82
C D	0,089	0,024	6,500	3,718	1,020	9,376	1,8	420	15,48

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,051	3,429	1,020	0,073		170	0,30
b 1	0,664	0,194	0,052	3,429	1,020	0,075		170	0,31
c 2	0,664	0,194	0,066	3,429	1,020	0,096		170	0,39
d 3	0,664	0,194	0,112	3,429	1,020	0,162		170	0,66
e 4	0,664	0,194	0,167	3,429	1,020	0,241	14	170	0,98
f 5	0,664	0,194	0,224	3,429	1,020	0,323	8	170	1,32
g 6	0,664	0,194	0,285	3,429	1,020	0,411	8	170	1,68
h 7	0,664	0,194	0,350	3,429	1,020	0,505	5,5	170	2,06

Habiendo calculado el tiempo que soporta el conductor el corto de la tabla siguiente:

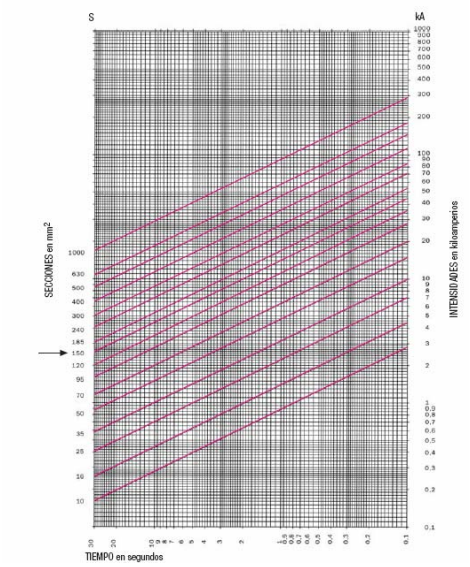


Figura 68.Máxima Intensidad que aguanta el conductor a cortocircuito

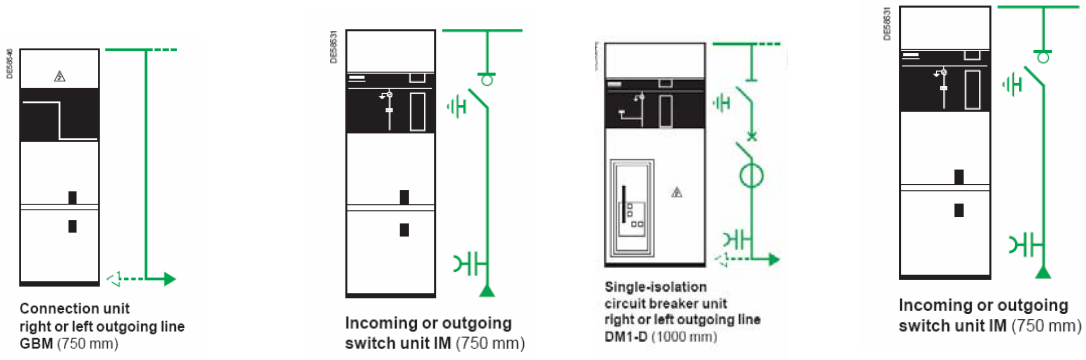
1.7.1.4.Selección de Protecciones.

Se ha decidido usar para la protección contra cortocircuitos, aparamenta del suministrador Schneider Electric. Se trabajarán con celdas SM6-36 incluyendo los módulos adecuados para la conexión desconexión del aerogenerador, protección de cortocircuitos y enlace con el siguiente aerogenerador.

El aspecto exterior de la celda es como se muestra en la imagen que se adjunta:

Figura 69.Modulo SM6 36

Deberemos comprar varios módulos de cada celda para que realice las operaciones que deseamos se usarán celdas IM y celdas DM1-D para protección frente cortocircuitos.



Una vez que hemos seleccionado las celdas, comentaremos las propiedades del automático SFF400 del mismo suministrador, pudiendo ajusta la selectividad del instrumento con facilidad.

A continuación se muestra una foto del instrumento en cuestión, además se adjunta un despiece del mismo para analizar el funcionamiento del dispositivo llamado VIP300, que nos ayudará a realizar el ajuste que deseamos de los tiempos de apertura del Interruptor Automático.

Quedando el diagrama de las celdas que vamos a usar para realizar el proyecto:

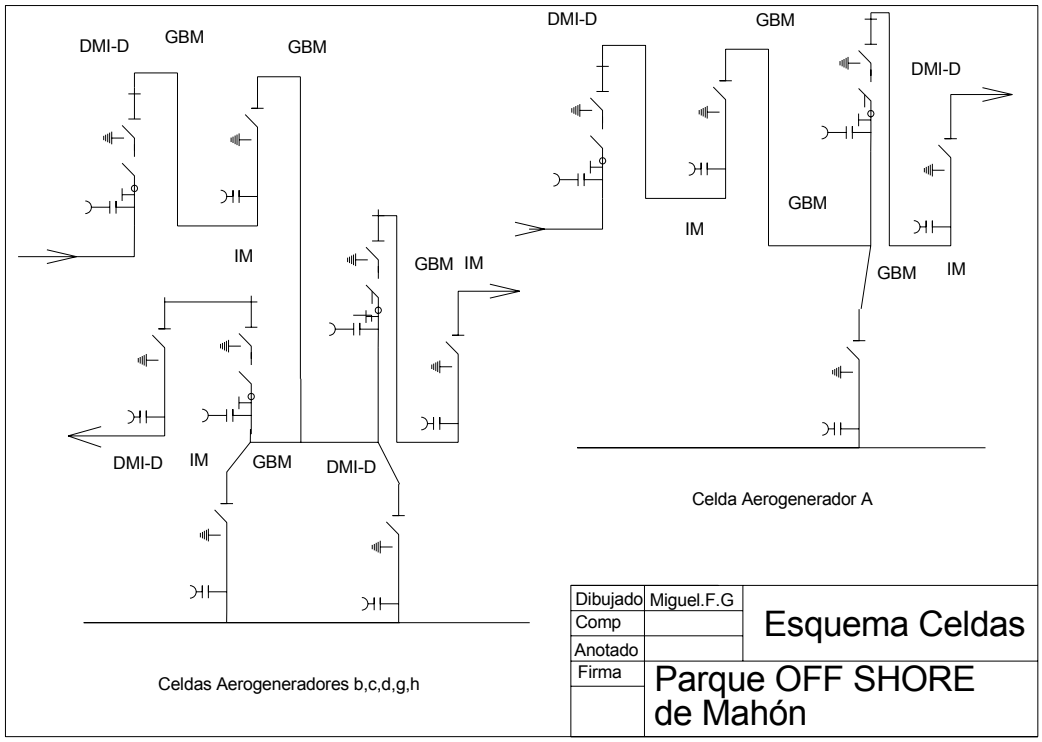


Figura 70.Diagrama Unifilar Celdas Media Tensión a instalar en los aerogeneradores.

Colocamos Interruptores automáticos a Izquierda y Derecha de cada aerogenerador ya que

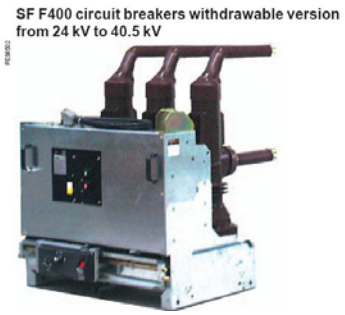


Figura 71.Disyuntor SF F400

Ahora se muestra el despiece en componentes de dicho instrumento:

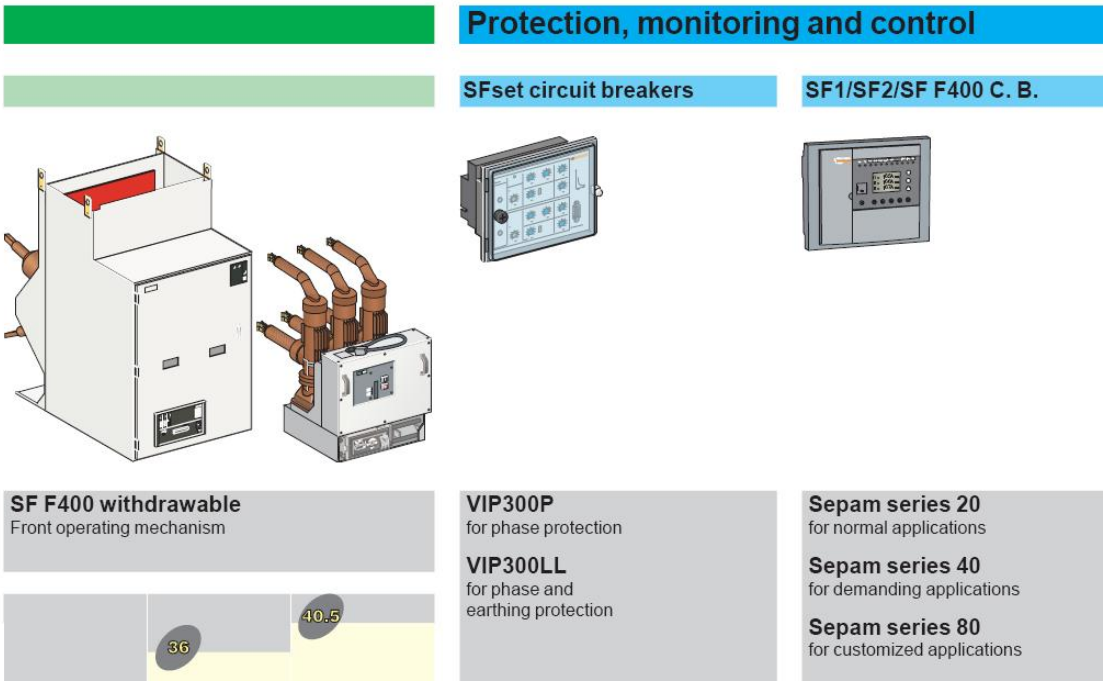


Figura 72.Esquema del Disyuntor.

Si nos fijamos en el dispositivo VIP300P vemos las inscripciones DT,RI,SI,VI y EI

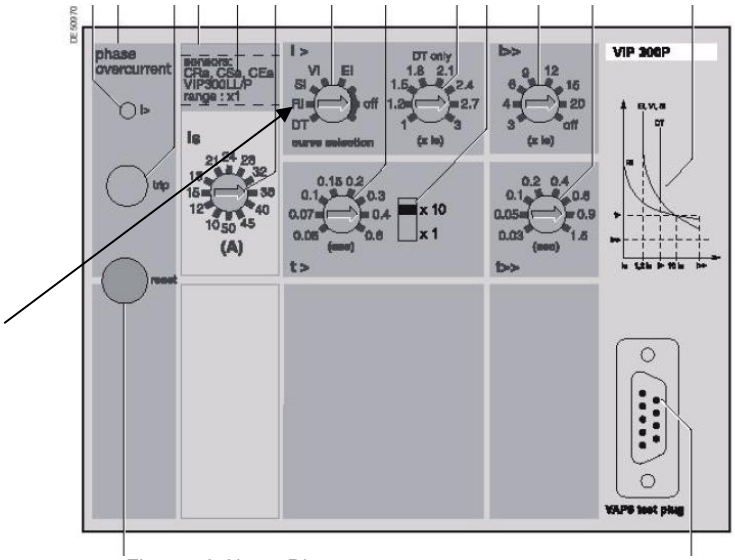


Figura 73.Ajuste Disyuntor

Ahora si vemos las características que nos da el fabricante del SF F400 tenemos las siguientes gráficas:

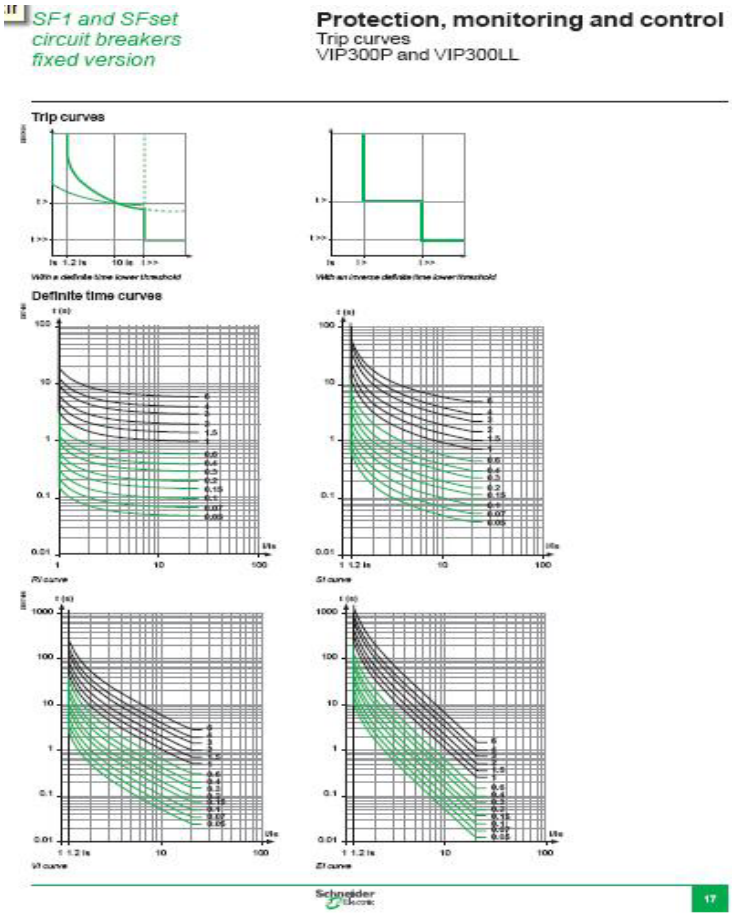
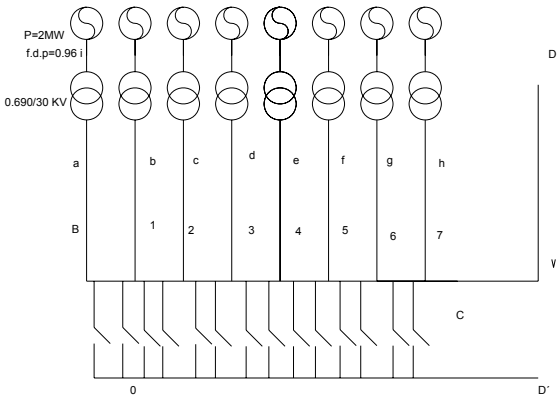


Figura 74.Curvas Disparo Disyuntor.

Siendo las tablas Tablas DT,RI,SI y VI.

Con el VIP300P seleccionamos con cual de esta tabla deseamos trabajar y una de las 16 posiciones para seleccionar la curva adecuada en cada gráfica.

Una vez resuelta la interpretación de las gráficas se expresa el propósito de colocar protecciones a la salida del Transformador del Aerogenerador, ya que lo que pase en su interior irá dentro de la garantía del fabricante. Colocaremos en el entronque de las líneas de 50 mm^2 con las de 240 mm^2 colocaremos otra protección, teniendo en cuenta que la protección del último aerogenerador deberá proteger la línea de 4.5 Km que llega a la subestación.



Para el análisis del ajuste necesario de la aparamenta vamos a usar las intensidades de corto calculadas anteriormente:

Para corto en el punto B:

x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK

S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,050	1,577	1,029	0,073	0	420	0,12
1 2	0,096	0,061	5,400	1,577	1,029	7,857	4,4	420	12,86
2 3	0,096	0,061	5,400	1,577	1,029	7,857	4,4	420	12,86
3 4	0,096	0,061	5,400	1,577	1,029	7,857	4,4	420	12,86
4 5	0,096	0,061	5,700	1,577	1,029	8,293	3	420	13,57
5 6	0,096	0,061	6,200	1,577	1,029	9,021	2,2	420	14,76
6 7	0,096	0,061	6,200	1,577	1,029	9,021	2,2	420	14,76
C D	0,089	0,024	6,600	3,718	1,020	9,521	1,8	420	15,71

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,068	3,429	1,020	0,098		170	0,40
b 1	0,664	0,194	0,508	3,429	1,020	0,733		170	2,99
c 2	0,664	0,194	0,068	3,429	1,020	0,099		170	0,40
d 3	0,664	0,194	0,170	3,429	1,020	0,245		170	1,00
e 4	0,664	0,194	0,228	3,429	1,020	0,328	14	170	1,34
f 5	0,664	0,194	0,288	3,429	1,020	0,415	8	170	1,69
g 6	0,664	0,194	0,289	3,429	1,020	0,416	8	170	1,70
h 7	0,664	0,194	0,353	3,429	1,020	0,509	5,5	170	2,08

Figura 75.Cortos Media Tensión

Corto en a
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,684	1,577	1,029	0,995		420	1,63
1 2	0,096	0,061	1,351	1,577	1,029	1,966		420	3,22
2 3	0,096	0,061	2,033	1,577	1,029	2,958		420	4,84
3 4	0,096	0,061	2,736	1,577	1,029	3,981	14	420	6,51
4 5	0,096	0,061	3,467	1,577	1,029	5,044	9,5	420	8,25
5 6	0,096	0,061	4,235	1,577	1,029	6,162	9,5	420	10,08
6 7	0,096	0,061	5,470	1,577	1,029	7,959	7,5	420	13,02
C D	0,089	0,024	5,900	3,718	1,020	8,511	6,5	420	14,05

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,683	3,429	1,020	0,985	1,8	170	4,02
b 1	0,664	0,194	0,688	3,429	1,020	0,992	1,9	170	4,05
c 2	0,664	0,194	0,682	3,429	1,020	0,984	1,7	170	4,10
d 3	0,664	0,194	0,703	3,429	1,020	1,014	1,6	170	4,14
e 4	0,664	0,194	0,731	3,429	1,020	1,055	1,4	170	4,30
f 5	0,664	0,194	0,767	3,429	1,020	1,106	1,2	170	4,51
g 6	0,664	0,194	0,811	3,429	1,020	1,170	1,1	170	4,77
h 7	0,664	0,194	0,864	3,429	1,020	1,246	1	170	5,08

Figura 76.Cortos Media Tensión punto a

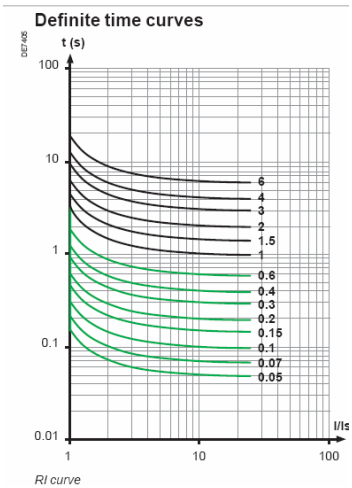


Figura 77.Curva RI disparo.

Si agrupamos estos valores concluimos la ley de corto mínima y máxima:

Rama horizontal S=240 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 15.71 \quad T=1.8s$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 12.86 \quad T=4.4s$$

Rama vertical S=50 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 5.05 \quad T=1\ s$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 1.34 \quad T=14\ s$$

Ahora vamos a situar los datos en una gráfica, colocaremos lo de la rama horizontal en negro y los de la rama vertical en naranja:

He probado con dos gráficas distintas y los resultados son los siguientes:

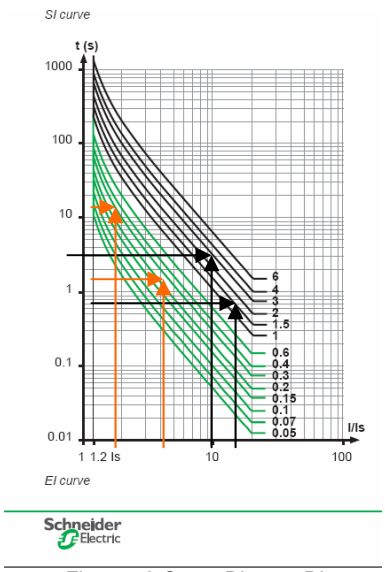
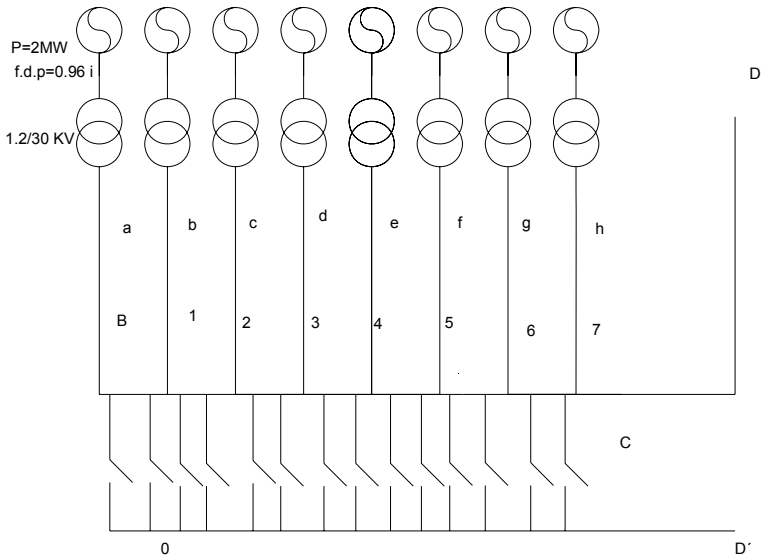


Figura 78.Curva Disparo Disyuntor EI.

Para la curva EI he situado los datos necesitaríamos un ajuste de 0.2 para las ramas verticales y una ajuste de 1.5 para las horizontales para que existiera selectividad, debiendo cortar en la rama vertical mucho antes de lo que aguanta el cable.
Situando las protecciones justo debajo del aerogenerador y en el conductor horizontal justo después de cada intersección con los conductores verticales.

Veamos un ejemplo:

Supongamos que tenemos un corto en el punto B:



Si utilizamos la simulación, nos queda la siguiente situación:
Ahora tabulamos los cortos:

Corto en B
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,051	1,577	1,029	0,074		420	0,12
1 2	0,096	0,061	5,461	1,577	1,029	7,946	4,4	420	13,00
2 3	0,096	0,061	5,563	1,577	1,029	8,094	4,4	420	13,25
3 4	0,096	0,061	5,722	1,577	1,029	8,325	4,4	420	13,62
4 5	0,096	0,061	6,100	1,577	1,029	8,875	3	420	14,52
5 6	0,096	0,061	5,942	1,577	1,029	8,645	2,2	420	14,15
6 7	0,096	0,061	6,224	1,577	1,029	9,056	2,2	420	14,82
C D	0,089	0,024	6,500	3,718	1,020	9,376	1,8	420	15,48

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,051	3,429	1,020	0,073		170	0,30
b 1	0,664	0,194	0,052	3,429	1,020	0,075		170	0,31
c 2	0,664	0,194	0,066	3,429	1,020	0,096		170	0,39
d 3	0,664	0,194	0,112	3,429	1,020	0,162		170	0,66
e 4	0,664	0,194	0,167	3,429	1,020	0,241	14	170	0,98
f 5	0,664	0,194	0,224	3,429	1,020	0,323	8	170	1,32
g 6	0,664	0,194	0,285	3,429	1,020	0,411	8	170	1,68
h 7	0,664	0,194	0,350	3,429	1,020	0,505	5,5	170	2,06

Figura 78.Cortocircuitos Media Tensión Punto B.

Señalamos los cortos en la tabla y nos queda:

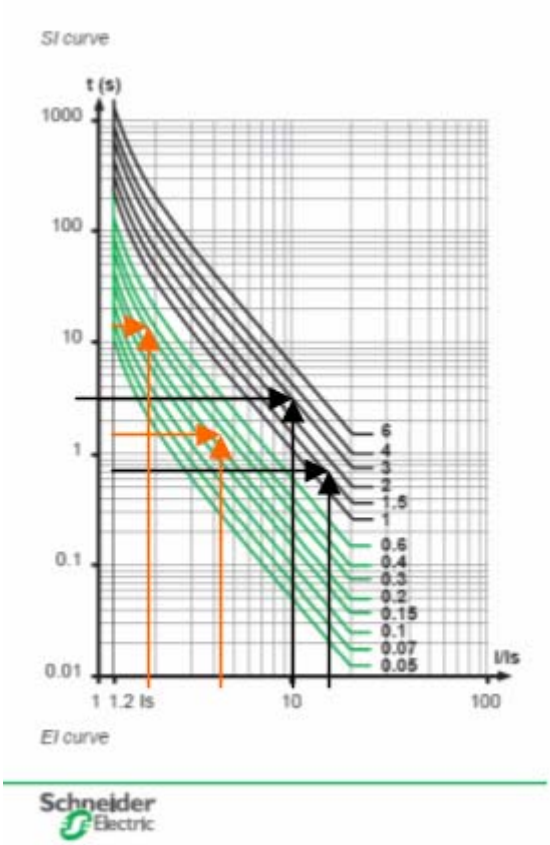


Figura 79.Curva Disparo Disyuntor EI.

Rama horizontal S=240 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 15.71 \quad \text{T=1.8s}$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 12.86 \quad \text{T=4.4s}$$

Rama vertical S=50 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 2.06 \quad \text{T=5.5 s}$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 1.34 \quad \text{T=14 s}$$

Viendo que los dos cortos los protegen los ajustes seleccionados en los disyuntores.

Ahora supongamos un corto en el punto a:

Corto en a
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,684	1,577	1,029	0,995		420	1,63
1 2	0,096	0,061	1,351	1,577	1,029	1,966		420	3,22
2 3	0,096	0,061	2,033	1,577	1,029	2,958		420	4,84
3 4	0,096	0,061	2,736	1,577	1,029	3,981	14	420	6,51
4 5	0,096	0,061	3,467	1,577	1,029	5,044	9,5	420	8,25
5 6	0,096	0,061	4,235	1,577	1,029	6,162	9,5	420	10,08
6 7	0,096	0,061	5,470	1,577	1,029	7,959	7,5	420	13,02
C D	0,089	0,024	5,900	3,718	1,020	8,511	6,5	420	14,05

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,683	3,429	1,020	0,985	1,8	170	4,02
b 1	0,664	0,194	0,688	3,429	1,020	0,992	1,9	170	4,05
c 2	0,664	0,194	0,682	3,429	1,020	0,984	1,7	170	4,10
d 3	0,664	0,194	0,703	3,429	1,020	1,014	1,6	170	4,14
e 4	0,664	0,194	0,731	3,429	1,020	1,055	1,4	170	4,30
f 5	0,664	0,194	0,767	3,429	1,020	1,106	1,2	170	4,51
g 6	0,664	0,194	0,811	3,429	1,020	1,170	1,1	170	4,77
h 7	0,664	0,194	0,864	3,429	1,020	1,246	1	170	5,08

Figura 80.Intensidades de pico en el cortocircuito.

Rama horizontal S=240 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 14.05 \quad \text{T=6.5s}$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 16.51 \quad \text{T=14s}$$

Rama vertical S=50 mm^2

$$\frac{Ik\max}{Is} = 5.08 \quad \text{T=1 s}$$

$$\frac{Ik\min}{Is} = 4.02 \quad \text{T=1.8 s}$$

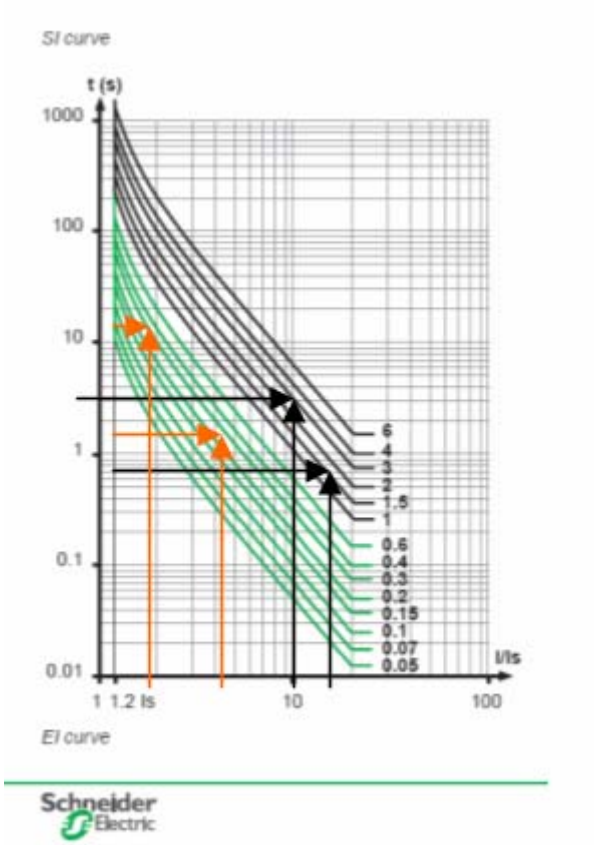
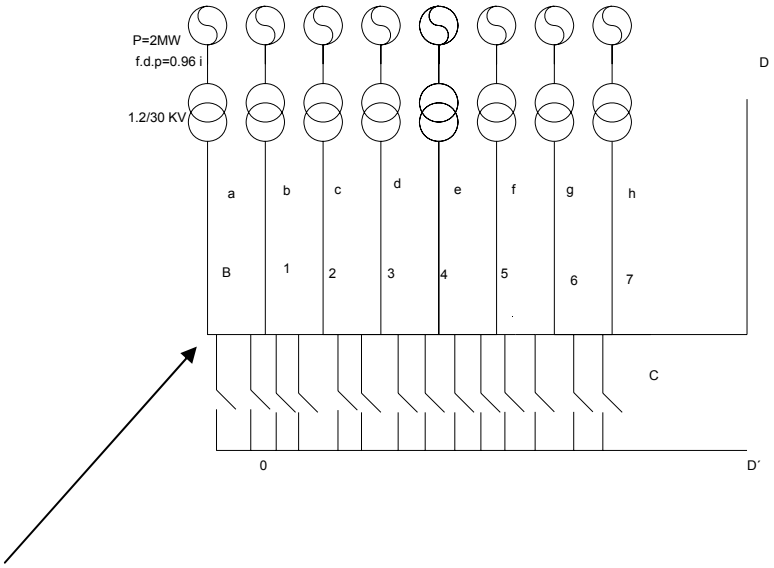


Figura 81.Curva de disparo deldisyuntor.

Protegiéndonos frente al cortocircuito

Ahora bien, como vemos de los cálculos el disyuntor de la línea de entronque con la subestación, salta en la mayoría de casos por ser el que aguanta el corto más severo.
Podemos dar un par de pasos en la optimización de cortocircuitos:

1ªVariar la curva de disparo de los disyuntores en los entronques de las bajantes de los aerogeneradores



Podriamos ajustarlos de la posición 0.15 a 0.05, dejando el de máxima sensibilidad en el tramo B 1.

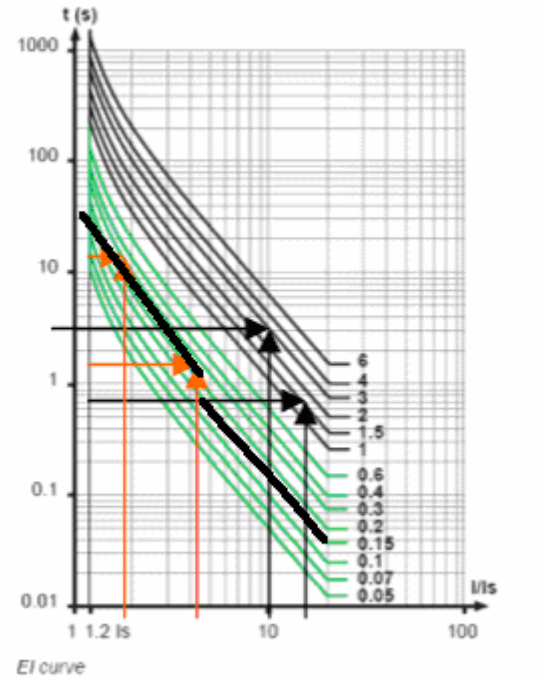


Figura 82.Curva Disparo Disyuntor EI variando el disparo.

Quedando así la curva de disparo, en el caso de corto en B:

Corto en B-1
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,051	1,577	1,029	0,074		420	0,12
1 2	0,096	0,061	5,461	1,577	1,029	7,946	4,4	420	13,00
2 3	0,096	0,061	5,563	1,577	1,029	8,094	4,4	420	13,25
3 4	0,096	0,061	5,722	1,577	1,029	8,325	4,4	420	13,62
4 5	0,096	0,061	6,100	1,577	1,029	8,875	3	420	14,52
5 6	0,096	0,061	5,942	1,577	1,029	8,645	2,2	420	14,15
6 7	0,096	0,061	6,224	1,577	1,029	9,056	2,2	420	14,82
C D	0,089	0,024	6,500	3,718	1,020	9,376	1,8	420	15,48

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,051	3,429	1,020	0,073		170	0,30
b 1	0,664	0,194	0,052	3,429	1,020	0,075		170	0,31
c 2	0,664	0,194	0,066	3,429	1,020	0,096		170	0,39
d 3	0,664	0,194	0,112	3,429	1,020	0,162		170	0,66
e 4	0,664	0,194	0,167	3,429	1,020	0,241	14	170	0,98
f 5	0,664	0,194	0,224	3,429	1,020	0,323	8	170	1,32
g 6	0,664	0,194	0,285	3,429	1,020	0,411	8	170	1,68
h 7	0,664	0,194	0,350	3,429	1,020	0,505	5,5	170	2,06

El disyuntor de la rama 1 2 se abrirá el primero aislando el corto dejando al resto del parque trabajar y generar energía eléctrica. Quedándose el generador de la rama a B alimentando el corto con una Ik=66.66 A correspondiente a Ip=96.16 A por debajo de la intensidad de diseño sin generar ningún problema.

Para el corto en a:

Corto en a
x=1,02+0,98*exp(-3.R/X) Is=x.sqrt(2).IK
S=240mm^2

TRAMO	R	X	IK(KA)	R/X	x	I (KA)	T(s)	Is(A)	Ik/Is
B 1	0,096	0,061	0,684	1,577	1,029	0,995		420	1,63
1 2	0,096	0,061	1,351	1,577	1,029	1,966		420	3,22
2 3	0,096	0,061	2,033	1,577	1,029	2,958		420	4,84
3 4	0,096	0,061	2,736	1,577	1,029	3,981	14	420	6,51
4 5	0,096	0,061	3,467	1,577	1,029	5,044	9,5	420	8,25
5 6	0,096	0,061	4,235	1,577	1,029	6,162	9,5	420	10,08
6 7	0,096	0,061	5,470	1,577	1,029	7,959	7,5	420	13,02
C D	0,089	0,024	5,900	3,718	1,020	8,511	6,5	420	14,05

S=50mm^2

a B	0,664	0,194	0,683	3,429	1,020	0,985	1,8	170	4,02
b 1	0,664	0,194	0,688	3,429	1,020	0,992	1,9	170	4,05
c 2	0,664	0,194	0,682	3,429	1,020	0,984	1,7	170	4,10
d 3	0,664	0,194	0,703	3,429	1,020	1,014	1,6	170	4,14
e 4	0,664	0,194	0,731	3,429	1,020	1,055	1,4	170	4,30
f 5	0,664	0,194	0,767	3,429	1,020	1,106	1,2	170	4,51
g 6	0,664	0,194	0,811	3,429	1,020	1,170	1,1	170	4,77
h 7	0,664	0,194	0,864	3,429	1,020	1,246	1	170	5,08

Abriría el disyuntor del tramo 4-3,abriéndose luego las ramas aB,b1,c2 y d3. Dejando cuatro ramas operativas.

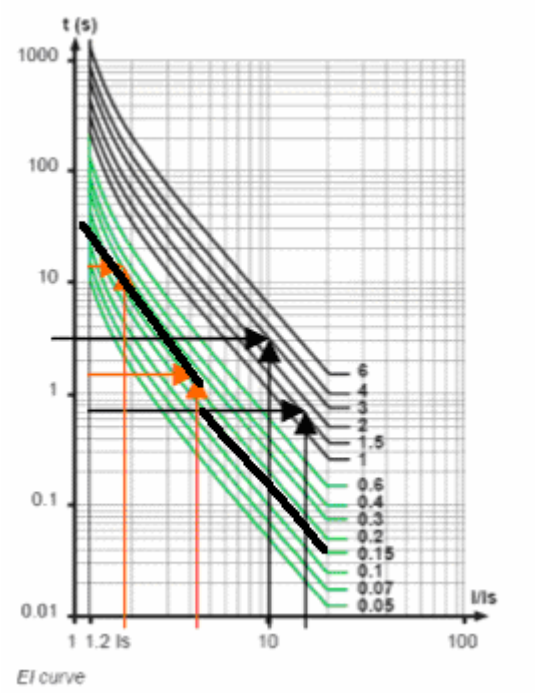


Figura 83.Curva Disparo Disyuntor EI variando el disparo.

2º Colocar interruptores normalmente abiertos para que cuando el disyuntor que tenga asociado salte lleve la potencia por el lazo y así delimitar el cortocircuito.

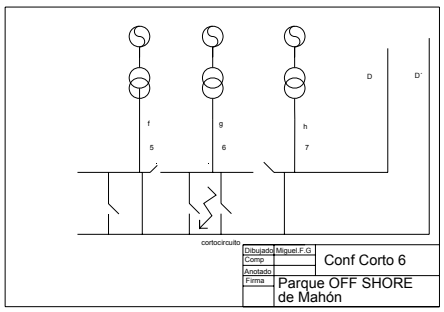


Figura 84.Montaje con interruptores normalmente abiertos..

Debiéndose analizar que impacto tienen los problemas de cortocircuitos en estos parques y en base a eso elegir la solución más adecuada. No obstante variar la curva de disparo de los disyuntores tiene un coste despreciable y nos ayudaría a mejorar el comportamiento del circuito frente a cortocircuitos.

Como la línea está tendiendo a alargarse debo comprobar si es válido todavía el modelo de línea corta, miro en las tablas de capacidades del conductor:

TABLA IV
Capacidad en μF/km

Sección nominal mm²	Cables unipolares y tripolares apantallados						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
10	0.248	0.199	-	-	-	-	-
16	0.282	0.224	0.208	-	-	-	-
25	0.327	0.257	0.234	-	-	-	-
35	0.368	0.288	0.262	0.275	0.199	-	-
50	0.416	0.324	0.293	0.309	0.229	0.183	0.150
70	0.475	0.367	0.332	0.342	0.258	0.215	0.176
95	0.499	0.414	0.374	0.385	**0.288**	0.249	**0.207**
120	0.550	0.454	0.409	0.423	0.315	0.271	0.232
150	0.590	0.487	0.438	0.441	**0.336**	0.294	**0.253**
185	0.648	0.533	0.488	0.482	0.366	0.324	0.281
240	0.752	0.617	0.553	0.543	**0.421**	0.365	**0.312**
300	0.816	0.668	0.599	0.587	0.455	0.387	0.340
400	0.853	0.735	0.658	0.646	**0.499**	0.417	**0.366**
500	0.907	0.793	0.737	0.718	0.556	0.465	0.409

Valores informativos calculados en base a los datos dimensionales de los cables que figuran en este catálogo.

Figura 85.Capacidades conductor.

Como la capacidad de la línea para la sección de 240 mm² es de C=0.312 μF/Km quedándonos las intensidades de fuga:

$$I = C.j.w.U = 0{,}312.10^{-6}.9.100.\pi.\frac{300000}{\sqrt{3}} = 15.21A$$

Si los comparamos con los 420 A nominales tenemos un error del 3.62% habiéndose validado el modelo de la línea que se usa para los cálculos.

1.7.1.5.Protección Sobre tensiones atmosféricas (Rayos).

Dada la ubicación en un ambiente marino el riesgo que a nuestra instalación sufra impactos de rayos es significativo, además para el éxito de la inversión económica no podemos permitirnos un desastre como éste.

Impactos directos de rayos sobre turbinas eólicas (fotos extraídas de presentaciones realizadas por la empresa alemana DEHN).

Para la protección de los Aerogeneradores usaremos la normativa IEC 61024-1.

Como vemos, lo normal es que el rayo impacte en la pala del aerogenerador.
La pala del aerogenerador permite la continuidad eléctrica de las misma para conductor el rayo.

Figura 86.Efectos Caida Rayos sobre aerogeneradores.

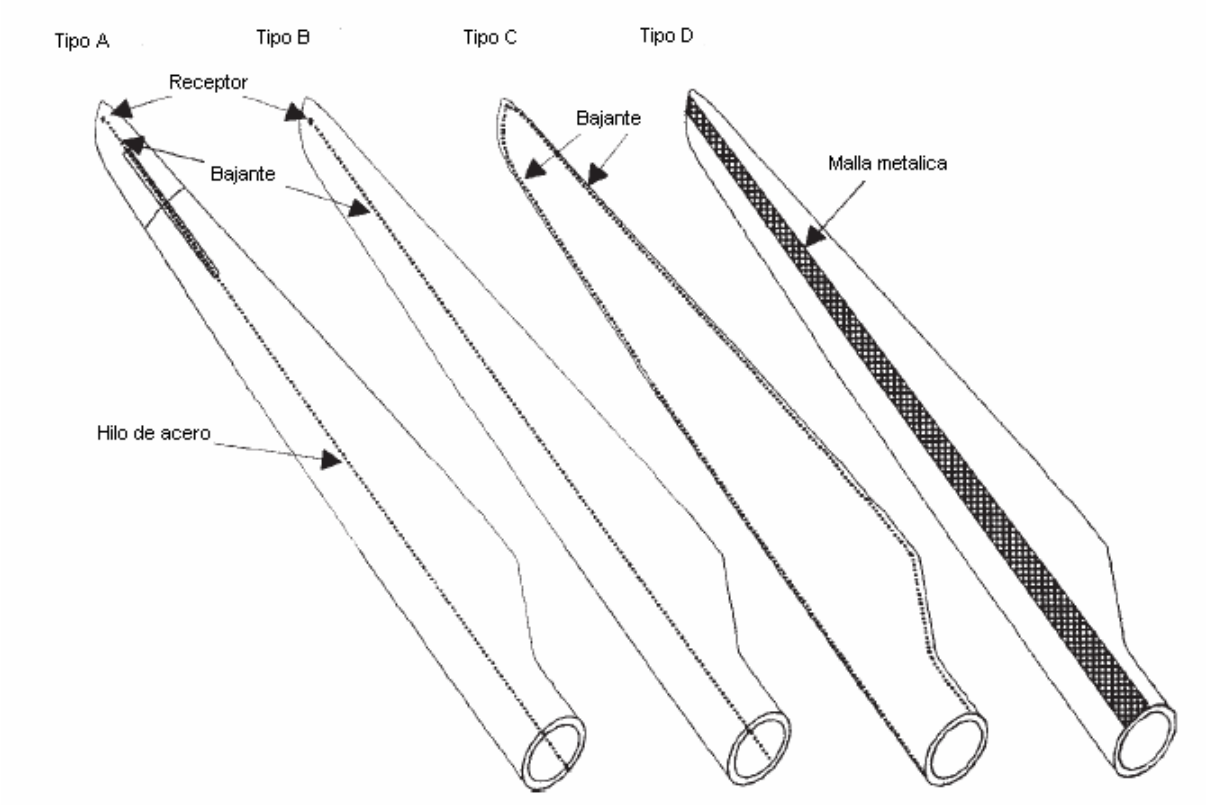


Figura 87.Palas Aerogenerador.

Las palas se diseñan con drenadotes en sus extremos por dos motivos:
1. Para eliminar el agua condensada por los cambios climáticos del aire.
2 .Para captar el rayo que pueda impactar con la pala,

Además la Góndola será una jaula de Faraday protegiendo su interior.
Ahora vamos a analizar a un rayo típico:

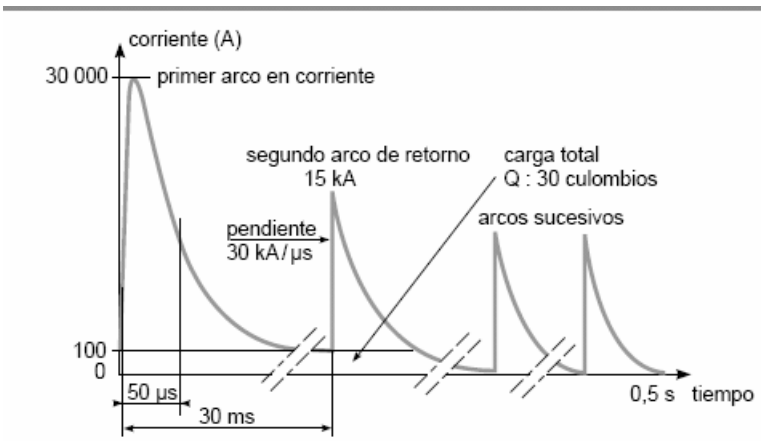


Figura 88.Comportamiento Descarga Atmosférical.

El 50% de los rayos exceden los 25 KA de intensidad de pico.
Y un 1% llega a 180 KA.

Para la continuidad desde la pala hasta la tierra se recomienda el uso de conductores de Acero redondos de 8 a 10 mm o placas de 30x3.5mm.

1.7.3.Subestación.

Nuestra Subestación deberá ser elevadora desde 30KV a 132 KV para ello emplearemos celdas de Media, para las Celdas de Media vamos a usar las mismas que hemos usado en los Aerogeneradores de Schneider Electric con el módulo SM6 36, además usaré el mismo disyuntor SFF400 que se ha dimensionado para los tramos horizontales del conductor, es decir con ajuste RI 3, del Parque de Aerogeneradores, teniendo la protección de la Línea de Media concluida:

Figura 69.Modulo SM6 36

Ahora bien, de cara a elevar la tensión y dadas las característica particulares de la isla en la que nos encontramos es pertinente buscar que sean de reducidas dimensiones para que el impacto visual sea lo más limitado posible desde la playa, para eso nos vamos a decantar por una Subestación COMPASS como la de la imagen:

Figura 89.Modulo COMPASS ABB.

Siendo las características de la Subestación las siguientes:

10. NOMINAL CHARACTERISTICS /CARACTERISTICAS NOMINALES

- **General characteristics /Características generales:**

Rated voltage / *Tensión nominal*	123	145	170	kV
Rated insulation level /*Nivel de aislamiento nominal*				
Lightning impulse withstand voltage /*Estabilidad al impulso atmosférico:*				
• To earth & between phases / *hacia tierra y entre las fases*	550	650	750	kV
• Across the isolating distance / *entre los contáctos abiertos*	630	750	860	kV
Short duration power frequency withstand voltage / *De frecuencia industrial*				
• To earth & between phases / *hacia tierra y entre las fases*	230	275	325	kV
• Across the isolating distance / *entre los contáctos abiertos*	265	315	375	kV
Rated frequency / *Frecuencia nominal*	50 (60)			Hz
Rated normal current / *Corriente nominal*	1600			A
Rated short time withstand current / *Corriente de corto plazo (*)*	31.5			kA
Mechanical stress on terminals / *Esfuerzos mecánicos sobre los bornes* according to IEC / *conforme IEC*				
Rated DC supply voltage of closing and opening devices and auxil. circuits *Tensión nominal CC de alimentación circuitos de abertura, cierre y auxiliarios*	110			VDC
Rated AC supply voltage of closing and opening devices and auxil. circuits *Tensión nominal CA de alimentación circuitos de abertura, cierre y auxiliarios*	400/230			VAC
Degree of protection of enclosures / *Grado de protección de las cajas*	IP44			
Seismic withstand factor / *Factor de estabilidad al seísmo*	0.3			g

Figura 90.Características Nominales Subestación.

Los aerogeneradores darán como máximo P=16MW si calculamos la intensidad será:

$$If = \frac{P}{\sqrt{3}.Ul..\cos(\alpha)} = \frac{16.10^6}{\sqrt{3}.30.10^3.0.96} = 320A$$

Cerca del 20% de la carga de la subestación, permitiéndonos esta instalación posibles ampliaciones.
Si el negocio va bien podemos instalar más aerogeneradores tenemos sitio para ello, aparte la cimentación usada nos permitirá trabajar a mayores profundidades sin mucha penalización económica.
Aún así podemos pedirle al suministrador un trafo de menor potencia.

Como vemos las características varían con el nivel de tensión, lo que es normal de cara a buscar que no se perfore el dieléctrico por tanto se elige la especificación de 145 KV.
La característica que ha tenido más peso en su instalación son sus medidas según el diagrama del fabricante:

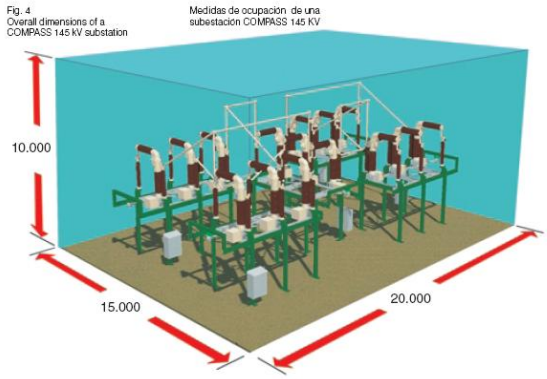


Figura 91.Dimensiones Acometida subestación.

Esquema con dos módulos de servicio, ya que van a llegar dos líneas desde los aerogeneradores para garantizar la continuidad de suministro. Estando distribuidas las diferentes partes de la aparamenta de la Subestación como muestra la figura:

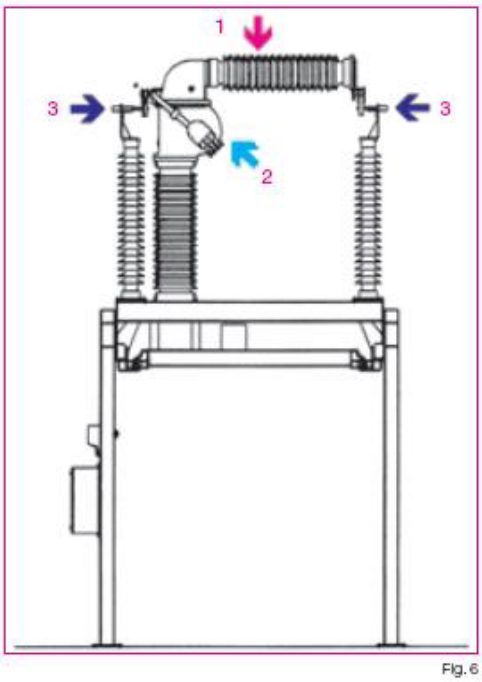


Fig. 6

1. CB chamber	Cámara disjuntor
2. Current transformer	Transformador de corriente
3. Disconnectors	Seccionadores

Figura 92.Esquema Acometida Subestación.

1.7.2.1.Componentes Alta Tensión.

1. Disyuntor:
Hará las funciones de protección a la salida de la Subestación, en cabecera de la línea de alta tensión:

- **Circuit Breaker /Disjuntor**

Rated voltage / *Tensión nominal*	123	145	170	kV
Lightning impulse rated insulation level *Nivel de aislamiento nominal al impulso atmosférico*	550	650	750	kV
Power frequency insulation level / *Nivel de aislamiento de frecuencia industrial*	230	275	325	kV
Rated normal current / *Corriente nominal*	1600			A
Rated short time withstand current / *Corriente de corto plazo* (*)	31.5			kA
Rated duration of short circuit / *Duración nominal del corto circuito*	1			s
First-pole-to-clear factor / *Factor de interrupción*	1,5			
Rated making current / *Poder de establecimiento en cortocircuito*	80			kA
Rated line-charge breaking current / *Poder de interrupción sobre líneas en vacío*	50			A
Rated cable charge breaking current / *Poder de interrupción sobre cables en vacío*	160			A
Rated operating sequence / *Secuencias de operación nominal*	0-0,3 s-CO-1 min -CO			
Rated breaking time / *Tiempo de interrupción nominal*	50			ms
Maximum overvoltage for small inductive currents interruption *Máxima sobretensión en la interrupción de pequeñas corrientes inductivas*	2.5			p.u.
Reference standards / *Normas de referencia*	IEC 56			

(*) For higher value please contact the manufacturer / Para valores más elevados consultar el fabricante.

- **Driver/Mando**

Single or Three poles spring operated / *De resorte mono o tri-polar*	BLK82/BLK 222	
Drive power supply / *Alimentación del mando*	110	VDC
Control circuit / *Circuitos de control*	110	VDC
Heating resistance power supply / *Alimentación de las resistencias de calentamiento*	230	VAC
Available auxiliary contacts / *Contáctos auxiliares disponibles*	5NO + 5NC	
Number of independent trip coil / *Bobinas de abertura independientes*	2	
Number of independent closing coil / *Bobinas de cierre independientes*	1	

Figura 93.Características Subestación.

La característica más importante es que va a abrir un cortocircuito de **31.5 KA en un 1s**, dato muy importante para obtener la ley de corto máxima en la línea.

2. Seccionador Tripolar:

- **Three poles disconnector / Seccionador tripolar**

Rated voltage / *Tensión nominal*	**123**	**145**	**170**	kV
Rated insulation level across the isolating distance / *Estabilidad entre los contáctos abiertos*				
Lightning impulse withstand voltage/ *Estabilidad al impulso atmosférico*	**650**	**750**	**860**	kV
Short duration power frequency withstand voltage *Estabilidad a frecuencia industrial*	**265**	**315**	**375**	kV
Rated normal current / *Corriente nominal*	**1600**			A
Rated short time withstand current / *Corriente de corto plazo nominal*	**31.5**			kA
Rated duration of short circuit / *Duración nominal del cortocircuito*	**1**			s
Type of interlocking / *Tipo de interbloqueos*	**Mechanical or electromagnetic** **Mecánico o electromagnético**			
Auxiliary contacts / *Contáctos auxiliarios*	2NO + 2NC			

- **Disconnector Drive/Mando seccionador**

Type / Tipo (power and manually operated / *Con mando de motor o manual*)	**SLT**	
Drive power supply / *Alimentación*	**400**	VAC
Control circuits power supply / *Alimentación de los circuitos de control*	**110**	VDC
Heating resistance power supply *Alimentación de los resistores de calentamiento*	**230**	VAC

Figura 94.Características Subestación.

3. Seccionador de Puesta a Tierra:

- **Earthing switch / Seccionador de puesta a tierra**

Rated short time withstand current / *Corriente nominal de corto plazo*	31.5	kA
Auxiliary contacts / *Contactos auxiliarios*	4NO - 4NC	

- **Drive earthing switch/Mando de seccionador de tierra**

Type / Tipo	STC	
Drive /*Mando*	manually operated maniobra manual	
Control circuit power supply / *Alimentación de los circuitos auxiliarios*	110	VDC
Heating resistance power supply / *Alimentación de las resistencias de calentamiento*	230	VAC

Type / Tipo	MT	
Drive /*Mando*	motor operated operacion a motor	
Control circuit power supply / *Alimentación de los circuitos auxiliarios*	110	VDC
Heating resistance power supply / *Alimentación de las resistencias de calentamiento*	230	VAC

Figura 95.Características Subestación.

4. Transformador:

- **Current transformer / Transformador de corriente**

Rated transformer ratio (Ipn/Isn) / *Relación de transformación nominal*	400-800-1600/5-5-5
Cores / *Núcleos*	3
Rated continuous thermal current / *Corriente térmica nominal en servicio contínuo*	1,2 Ipn
Typical burdens / Prestaciones típicas	
• metering cores / *Núcleos de medida*	30 VA / 0,2
• protection cores / *Núcleos de protección*	30 VA5P30

Figura 96.Características Subestación.

1.7.2.2. Implantación (Layout).

El equipo es portátil, se puede cambiar su ubicación en caso de necesidad, siendo un modulo compacto pudiendo transportarse en camión:

Figura 97.Transporte Subestación.

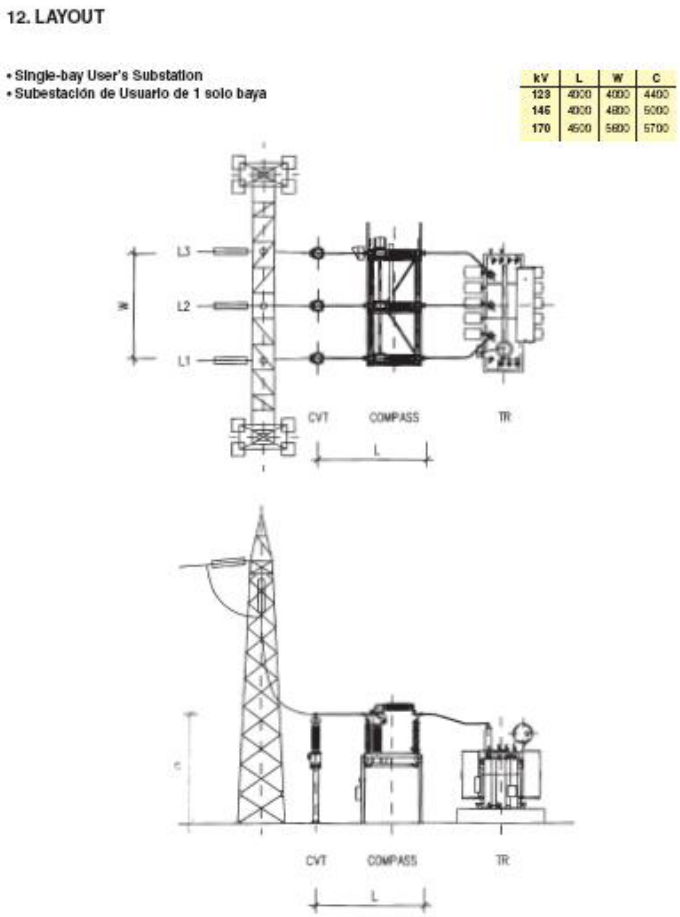


Figura 98.Layout Subestación.

Seleccionando los parámetros de 146 KV.

1.7.2.3.Control y Protección.

El sistema de control y protección de la Subestación se comprende de dos niveles:

-"Bay Controller":
Controla las distintas acometidas "BAY" usando un sistema llamado SPAC 945 que tiene las siguientes funciones:

- Monitoraje Local
- Mando
- Ordenes de Apertura y Cierre
- Interbloqueo
- Reenganche.

-Nivel de Subestación que se encarga de:

- Supervisión
- Historificación de datos.

Siendo la disposición que muestra el sistema la siguiente:

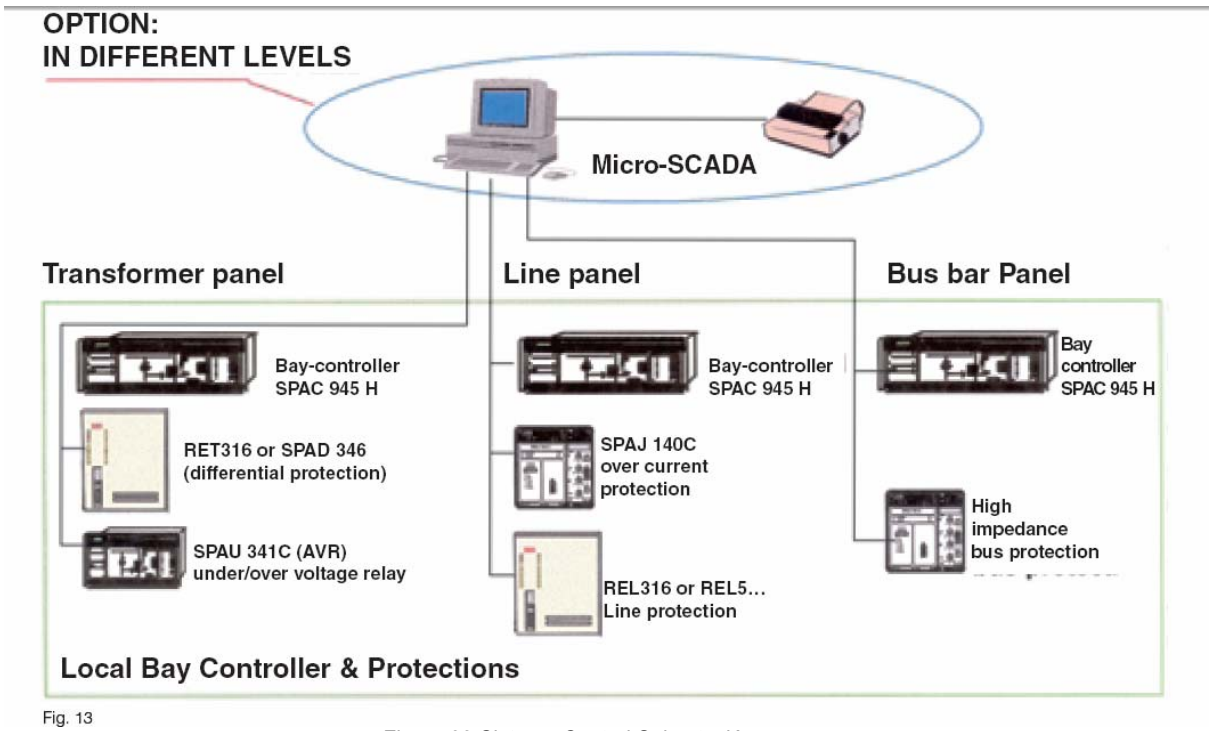


Fig. 13

Figura 99.Sistema Control Subestación.

1.7.2.4.Celdas de Medida Alta Tensión.

Para hacer las mediciones de potencia que se envía a la red usaremos las celdas de medida que llevas instaladas la subestación según el diagrama Unifilar que se muestra:

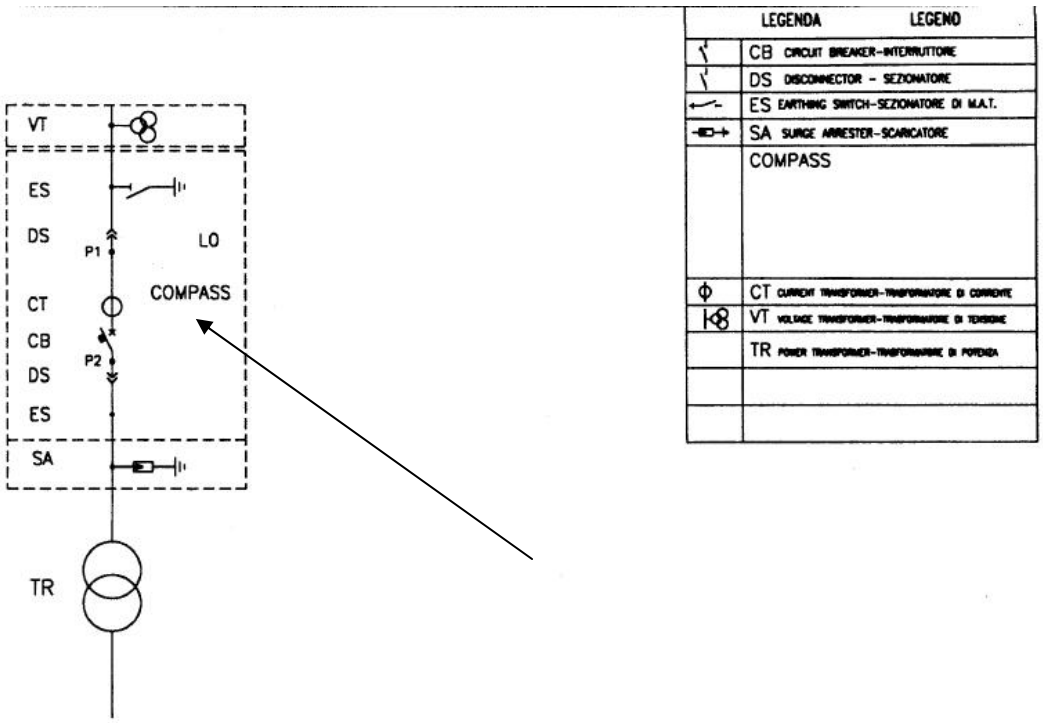


Figura 100.Celda de Medida Alta Tensión.

Las mediciones de potencia ser concretará con REE y estarán sujetas a las condiciones particulares y normas de empresa de REE.

1.7.2.5. Protección contra sobretensiones atmosféricas.

La regulación en España de los sistemas de protección frente al rayo (SPCR), se ha visto reforzada por la edición de las normas UNE 21 185 y 21 286, la primera indicando los principios generales de la protección de las estructuras frente a los rayos, en correspondencia de la norma CEI 21024-1(1990), y la segunda haciendo referencia al empleo de pararrayos con dispositivo de cebado (PDC), en correspondencia con la norma francesa NF C 17-102 (1995).

Norma UNE 21 185.

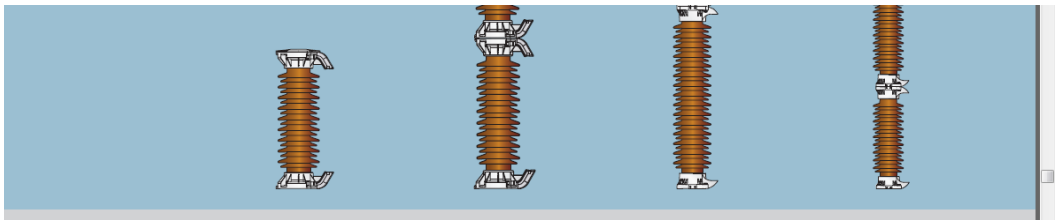
Su contenido es aplicable al diseño de instalación de SPCR para estructuras de hasta 60 m de altura no cubriendo:

- Ferrocarriles.
- Sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica exteriores a una estructura.
- Sistemas de telecomunicación exteriores a una estructura.
- Vehículos, navíos, aeronaves e instalaciones en el mar.

Norma UNE 21 186.

Se especifica que su contenido es de aplicación, al igual que la UNE 21 185, a las estructuras corrientes de altura inferior a los 60 m matizando, además de las estructuras corrientes , las zonas abiertas (aéreas de almacenamiento, áreas de ocio, etc). Para lo que se citan algunas estructuras en las que son necesarias un SPCR:

- Edificios o zonas abiertas con concurrencia de público.
- Edificaciones de gran altura y, en general, construcciones elevadas (pilares, depósitos de agua, faros etc).
- Construcciones y depósitos en los que se manipulen y/o contengan materiales peligrosos (explosivos, inflamables, tóxicos, etc).
- Edificios que contengas equipos o documentos especialmente vulnerables o valiosos (instalaciones de telecomunicaciones, ordenadores, archivos, museos, monumentos históricos, patrimonios culturales etc) y , en general estructuras utilizadas para fines comerciales, industriales, agrícolas, administrativos o residenciales.



	EXLIM R	EXLIM Q	EXLIM P	EXLIM T
System voltages	52 - 170 kV	52 - 420 kV	52 - 550 kV	245 - 800 kV
Rated voltages	42 - 168 kV	42 - 420 kV	42 - 444 kV	180 - 624 kV
Nominal discharge current (IEC)	10 kA	10 kA	20 kA	20 kA
Line discharge class	Class 2	Class 3	Class 4	Class 5

Figura 98.Layout Subestación.

Para ello seleccionamos en primer lugar el tipo de Pararrayos que vamos a instalar, para eso vamos al listado de ABB y seleccionamos un pararrayos EXILIM R.

Con anterioridad al diseño y montaje de un SPCR, debe tenerse en cuenta el riesgo que tiene la estructura en estudio a ser impactada por el rayo y a partir de él estimar el nivel de protección a adoptar. La norma UNE 21 186 en su anexo B recoge la guía para estimar ese riesgo y el método de selección del nivel de protección, teniendo en cuenta una serie de parámetros.

Ahora vamos a estimar que tenemos que caiga un rayos a una superficie de 10 m de ancho por 15 m de largo y una altura de 10 m.

En primer lugar calculamos la superficie de captación equivalente A_e, que es la superficie sobre el suelo que tiene la misma probabilidad anual que la estructura de recibir el impacto directo de un rayo.

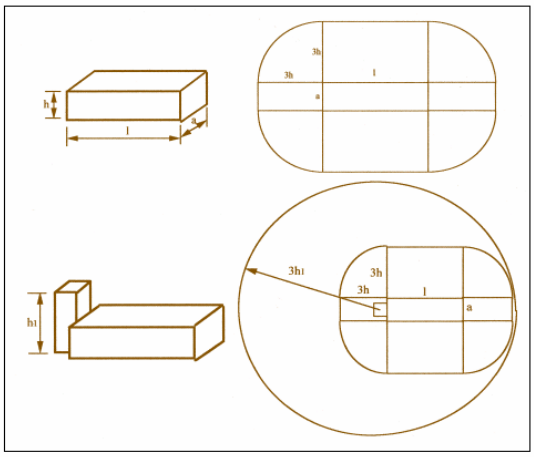


Figura 101. Superficies equivalentes.

Siendo la expresión de la superficie equivalente:

$$Ae = a.b + 6.h.(a+b) + 9.\pi.h^2$$

Siendo en mi caso a=15 m b=10 m y una altura h=10 m.
Por tanto A_e= 3877.43 m^2

Del mapa de los niveles Ceráunicos podemos obtener el parámetro:

N_g= 0.3 rayos año/Km^2

Y de éste parámetro obtenemos Nd (frecuencia anual media de impactos directos de rayos esperada en una estructura).

$N_d = N_g . 1.1 . A_e . Ct$

Siendo C_t un coeficiente relacionado con el entorno:

Tabla II

Situación relativa a la estructura	C1
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o más altos.	0,5
Estructura rodeada de estructuras más bajas.	0,75
Estructura aislada.	1
Estructura aislada situada sobre una colina o promontorio.	2

Figura 102. Coeficiente del entorno.

Así pues en nuestro caso obtendremos el número de rayos que obtenemos:

$$Nd = 1{,}1.0{,}3.3877.43.10^{-6}.1 = 1.27.10^{-3}$$

Que serían el número de impactos de rayos esperados en una estructura

Distancia de cebado.

Es la distancia máxima (d), medida desde la parte superior de una estructura o desde el terreno que una descendente de carga Q, salva para unirse con la descarga ascendente, cuyo origen está en la estructura o en el terreno, dando lugar a una descarga de intensidad I, debido a que el campo eléctrico en la superficie de la estructura o del terreno, bajo la acción de la descarga eléctrica descendente, alcanza un valor crítico, que produce el cebado de la capa de aire que separe a ambas descargas (descendentes y ascendente) y que una carga descendente Q de 1C da lugar a una corriente de retorno de 20 KA.
La distancia de cebado está relacionada con la intensidad de cresta de la corriente de retorno por la expresión desarrollada por el grupo de trabajo 33.01 de CIGRE.

$$d(m) = 10.I^{2/3}(KA)$$

En base al concepto de distancia de cebado se aplica el método de la esfera rodante. Haciendo rodar una esfera rodante. Haciendo rodar una esfera de radio correspondiente a la distancia de cebado que se pretende estudiar, las descargas incidirán en aquellos puntos en que la esfera toca a la estructura o quedan exteriores y a más altura del volumen de la esfera de radio d.

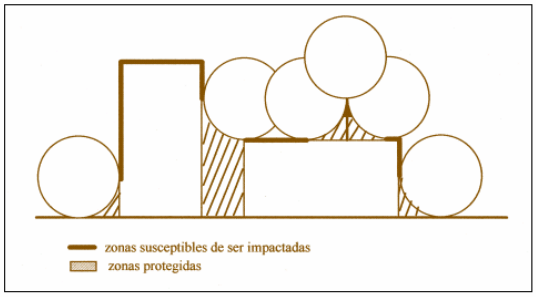


Fig. 8. Esfera rodante

Figura 103. Distancia Cebado.

Ya que la distancia de cebado depende de la intensidad de la descarga hay que considerar los casos en que la altura h de la estructura es inferior o superior a esta distancia d.

- h>d quedan zonas de la estructura sin proteger, ángulo igual a cero.
- h<d la esfera toca a la superficie formando un ángulo de protección variable por lo que es importante conocer, no solamente si hay muchos o pocos rayos en la zona, sino el valor de la corriente para la que se adopta la protección.

El ángulo de protección α que se puede determinar según la expresión:

$$Sen\alpha = 1 - \frac{h}{d}$$

Supongamos un Rayo de 10 KA su distancia de cebado sería:

$$d(m) = 10 \cdot I^{2/3} = 215\ m$$

Siendo el margen de altura que tenemos para colocar el pararrayos, en nuestro caso lo podemos localizar en el diagrama unifilar:

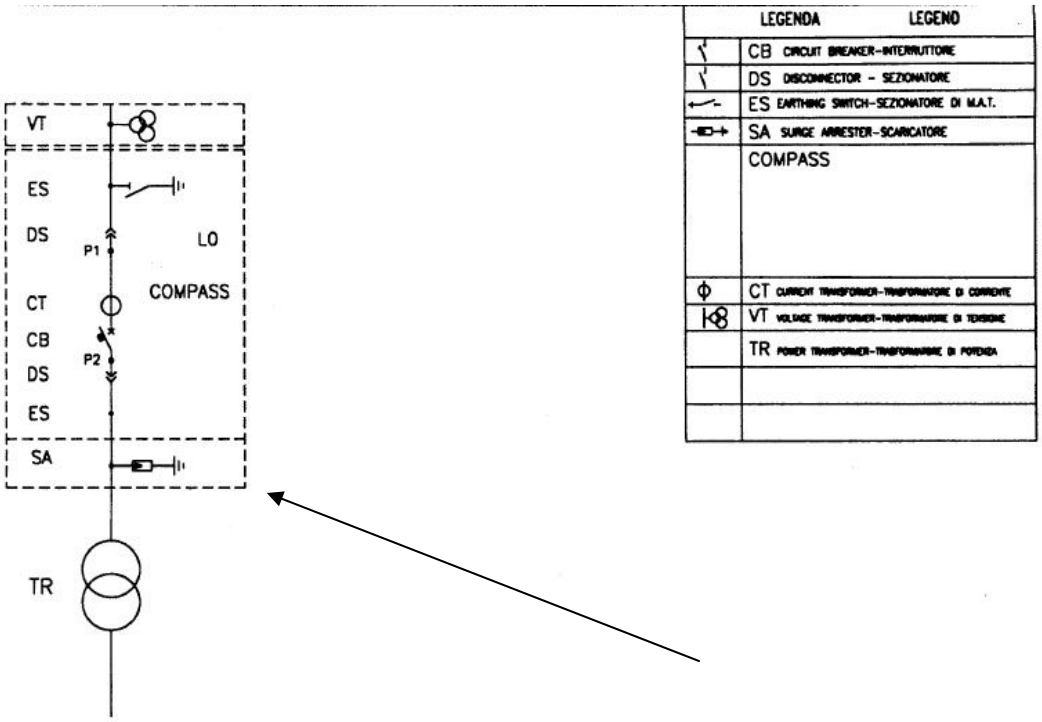


Figura 100. Elemento Protección Sobre tensiones Atmosféricas.

A lo sumo 10 m de altura, por tanto la protección de Pararrayos queda demostrada.

1.7.2.6. Puesta a Tierra.

Para los cálculos de puesta a tierra tengo en cuenta que el tiempo de actuación del disyuntor de la parte de media para el corto más desfavorable es de unos 3 segundos, no obstante para dejar los cálculos en el lado de la seguridad voy a considerar que el tiempo de actuación es de 5 segundos o superior aunque puede ser que no vea el defecto si es un problema de contactos indirectos, hacemos los cálculos contemplando la posibilidad de la no actuación de ninguna protección.

CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN

t (s)	K	n
$0{,}9 \geq t > 0{,}1$	72	1
$3 \geq t > 0{,}9$	78,5	0,18
$5 \geq t > 3$	64	0
$t > 5$	50	0

Terreno		
Resistividad	2	Ω.m

Línea		
Tensión Línea	132000	V

$$R_t = k_r\, \rho \text{ (Ohm)}$$
$$V_{pm} = k_p\, \rho\, I_d \text{ (V)}$$
$$V_{cm} = k_c\, \rho\, I_d \text{ (V)}$$

– Tensión de paso admisible (V): $V_{pad} = \dfrac{10K}{t^n}\left(1 + \dfrac{6\rho}{1.000}\right)$

– Tensión de contacto admisible (V): $V_{cad} = \dfrac{K}{t^n}\left(1 + \dfrac{1{,}5\rho}{1.000}\right)$

RED		
S	350	MVA
Z	49,78	Ω

Impedancia		
Total	2,00E-01	Ω
K	50	
T(S)	10	
n	0	

Resistencia Puesta a Tierra		
R	2,00E-01	Ω

Admisible		
Vpad	506	V
Vcad	50,015	V

Puesta a Tierra

4 Picas Profundidad 0,5m Lp=2m

Kr	0,1
Kp	0,0231
Kc	0,0506

Real		
Vp	1,36E+01	V
Vc	2,97E+01	V

Lp	2	m
S	50	mm^2
	0,00005	m^2

Id	2,93E+02

Figura 105 Cálculo de Puesta a Tierra.

Comprobamos que los valores reales están por debajo de los admisibles y por tanto la puesta a tierra será:

4 Picas Profundidad 0.5m Lp=2m.

Al ser un transformador elevador el Neutro y Tierra comparten puesta a tierra según el Reglamento de Centrales Generadoras en el Artículo 24, que aquí volvemos a reflejar.

El punto neutro de los generadores puede permanecer aislado o conectado a tierra, ya sea directamente o por intermedio de resistencias o reactancias adecuadas. El valor de una y otras debe ser el que aconseje el cálculo de la corriente de cortocircuito a tierra.
Los circuitos de tierra y sus correspondientes electrodos o placas deben ser independientes de los anteriormente citados a menos que los generadores estén conectados a transformadores elevadores de la tensión, en cuyo caso se permitirá utilizar las mismas tierras de los neutros de éstos a la parte correspondiente a la misma tensión de los generadores.

1.7.2.6.1. Medidas Adicionales.

Según vemos en el plano suministrado por el fabricante, el transformador como tal sobre una zapata de hormigón.

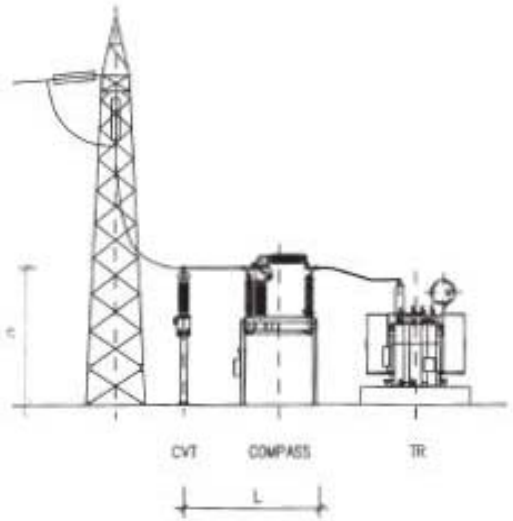


Figura 106. Perfil Subestación.

Instalaremos un mallazo electro soldado constituidos por redondos de diámetro no inferior a 4mm, formando una retícula no superior a 0.3x0.3 m. Este mallazo se conecta como mínimo a dos puntos opuestos del electrodo y se cubre con una capa de hormigón no superior a 10cm.

1.7.2.7. Neutro.

Vamos a seleccionar un conductor para el circuito de Alta Tensión como se justifica en la parte de la Línea de Alta Tensión con un diámetro D=186.10 mm^2.Siendo la sección de neutro de S=95mm^2 .

Sección de los conductores de fase (mm^2)	Sección nominal del conductor neutro(mm^2)	
	Redes aéreas	Redes subterráneas
16	16	16
25	25	16
35	35	16
50	50	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	150	150
400	185	185

Figura 62.Secciones Neutro.

1.7.3.Alta Tensión.

1.7.3.1.Aislamiento.

Antes de nada tendré en cuenta el Capítulo I de las Líneas Eléctricas de Alta Tensión donde aparece la siguiente tabla:

Categoría de la línea	Tensión nominal kV	Tensión más elevada kV
3.ª	3	3,6
	6	7,2
	10	12
	15	17,5
	20	24
2.ª	30	36
	45	52
	66	72,5
1.ª	132	145
	220	245
	380	420

Figura 107.Clasificación líneas Alta Tensión.

Para nuestro nivel de tensión 132 KV, tenemos una tensión más elevada de 145 KV.

El artículo 24 Nivel de Aislamiento nos da la siguiente expresión para determinar la distancia de los conductores entre si y entre éstos y los apoyos.

2. **Distancia de los conductores entre sí y entre éstos y los apoyos.**

La distancia de los conductores sometidos a tensión mecánica entre sí, así como entre los conductores y los apoyos, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, la separación mínima entre conductores se determinará por la fórmula siguiente:

$$D = K \sqrt{F} + L + \frac{U}{150}$$

en la cual:

D = Separación entre conductores en metros.

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla adjunta.

F = Flecha máxima en metros, según el apartado 3 del artículo 27.

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos L = 0.

U = Tensión nominal de la línea en kV.

Angulo de oscilación	Valores de K: Líneas de 1.ª y 2.ª categoría	Valores de K: Líneas de 3.ª categoría
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Figura 108.Distancia del cálculo del Reglamento.

Ahora vamos a calcular la distancia mínima entre conductores:

$$D = 0.7.\sqrt{F} + L + \frac{U}{150} = 0.7.\sqrt{6} + 0 + \frac{132}{150} = 2.59m$$

En la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 12:Aislamiento.
Divide los aislamientos en tres categorías:

- Grupo A: Tensión Mayor de 1KV y menor de 52KV.
- Grupo B: Tensión igual o mayor de 52KV y menor de 300KV.
- Grupo C: Tensión igual o mayor de 300KV.

Nuestra línea sería del grupo B y en la siguiente tabla, que nos dirá la mayor tensión de funcionamiento que deberán soportar los elementos aislantes de la línea:

Tabla 2

TENSION MAS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um)	TENSION SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO	TENSION SOPORTADA NOMINAL DE CORTA DURACION A REFERENCIA INDUSTRIAL
kV eficaces	kV cresta	kV eficaces
52	250	95
72,5	325	140
123	450	185
145	550	230
170	650	275
245	750	325
	850	360
	950	399
	1.050	460

Figura 109.Cálculo Sobre tensiones según Reglamento.

Para 145 KV soportará 650 KV de cresta por rayo.

Comprobando en la tabla que proporciona el reglamento y tenemos que para rayo la separación mínima deberá ser de un 1.30 m

Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150
850	170
950	190
1.050	210

Figura 108.Cálculo Distancia entre Fases Reglamento Alta Tensión.

Pudiendo usar una torre tipo K2, como la siguiente:

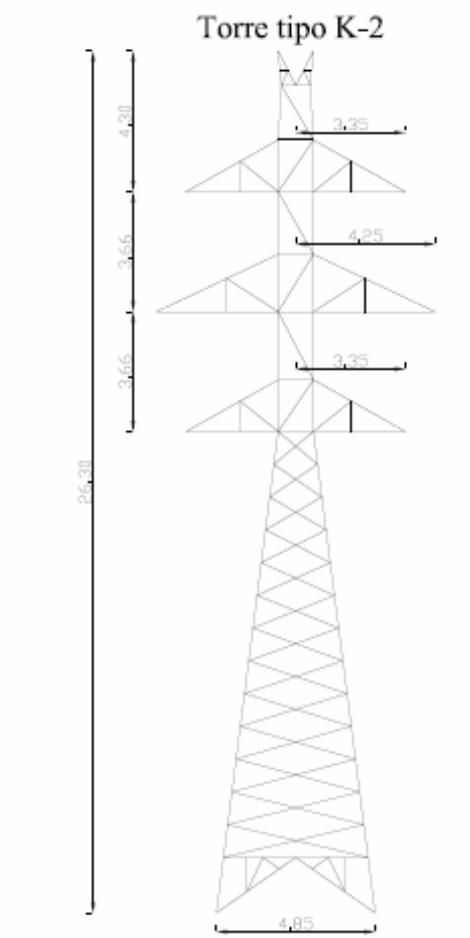


Figura 110.Torre Alta Tensión Tipo K2.

1.7.3.2.Aislamiento.

En primer lugar vamos a seleccionar la línea:

Tabla 2

Potencias de transporte de cada conductor
en función de la tensión para cos α = 1
(MVA)

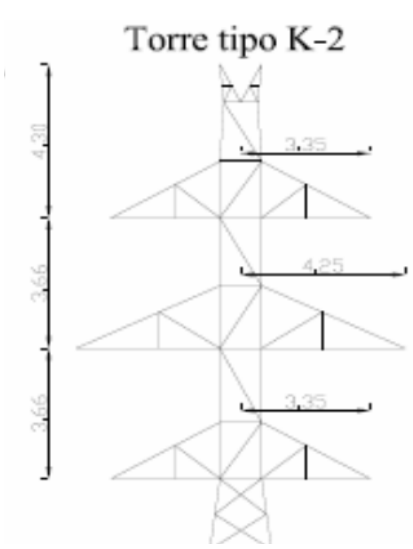
CONDUCTOR	20 kV	30 kV	45 kV	66 kV	132 kV		220 kV		380 kV	
	SX	SX	SX	SX	SX	DX	SX	DX	DX	TX
40-A/S-6/1	6									
63-A/S-6/1	8									
100-A/S-6/1		17	25	37						
160-A/S-26/7		23	34	50	101	202				
250-A/S-22/7		30	45	67	134	267		445		
250-A/S-26/7		30	45	67	134	267		445		
400-A/S-45/7					181		301	602	1040	
400-A/S-54/7					181		301	602	1040	
500-A/S-45/7					207		344		1190	
500-A/S-54/7					207		344		1190	
630-A/S-45/7							381		1316	
630-A/S-54/19							381		1316	
800-A/S-84/7									1409	
800-A/S-54/19									1409	

Figura 111. Potencia Transporte Potencia Líneas Norma Iberdrola NI 54.63.01.

Vemos que la línea de menor potencia normalizada por IBERDROLA corresponde al 160-A/S-26/7 y de hay con las fórmulas de cálculo de Capacidad e Inductancia de Línea nos queda:

R=0.1805 Ω/Km
L=0.001152944 H/Km
C=9.97333.10^{-9} F/Km

CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEA DE ALTA TENSIÓN



d12	3,660	m
d12´	8,435	m
d13	7,320	m
d13´	6,700	m

d21	3,660	m
d21´	8,435	m
d23	3,660	m
d23´	8,435	m

d31	7,320	m
d31´	6,700	m
d32	3,660	m
d32´	8,435	m

d1	3,921	m
d2	3,632	m
d3	3,921	m

d11´	9,923	m
d22´	8,500	m
d33´	9,923	m

d	3,822	m

S	186,10	mm^2
r	0,02	m

L	0,001152944	H/Km
C	9,97331E-09	F/Km

Figura 112. Cálculo Parámetros Eléctricos Línea de Alta Tensión.

$$L_{aK} = (0{,}5 + 2 \ln \frac{d}{r})\, 10^{-4} \qquad (H/km.)$$

$$d = (d_1\ d_2\ d_3)^{\frac{1}{3}}$$

$$C_e = \frac{0{,}0555}{\ln \frac{d}{r}}\, 10^{-6} \qquad (F/km.)$$

$$d_1 = \frac{\sqrt{d_{12}\ d_{12'}\ d_{13}\ d_{13'}}}{d_{11'}}$$

$$d_2 = \frac{\sqrt{d_{21}\ d_{21'}\ d_{23}\ d_{23'}}}{d_{22'}}$$

$$d_3 = \frac{\sqrt{d_{31}\ d_{31'}\ d_{32}\ d_{32'}}}{d_{33'}}$$

Figura 113.Cálculo de Parámetros Línea de Alta Tensión.

1.7.3.3. Cortocircuito.

Para eso vamos a determinar las propiedades eléctricas de la línea para una distancia L=4.5 Km supongo modelo de línea corta así pues:

L=0.005175 H
R=0.8125 Ω

Dado que el Parque de Aerogeneradores va entregar a la línea un máximo de 16 MW con f.d.p=0.96 determino la impedancia equivalente para 132 KV.

$$\vec{Z}parque = \frac{Ul^2}{\overrightarrow{S^*}} = 1024.94 + 256.12\, j\Omega$$

Calculamos la intensidad de cálculo que viene del Parque de Aerogeneradores:

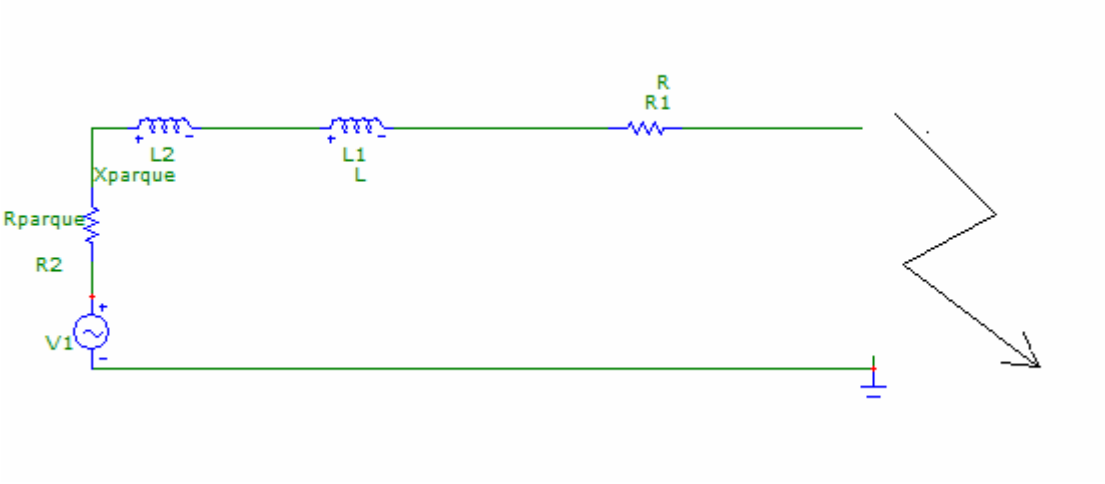


Figura 114.Modelo Cortocircuito Línea de Alta Tensión.

I=125 A

El corto por parte de la red según sabemos tiene una potencia S=350 MVA

$$Z = \frac{Ul^2}{S} = 49.78\Omega$$

Ik=1.530 KA

Obtengo la Intensidad de cresta del corto que se deriva del parque:

$$Ip = \sqrt{2}.(1.02 + 0.98.e^{-r/x}).Ik = 179.78A$$

Contamos con la actuación de las protecciones a cada lado de la línea.

1.7.3.4. Cable de Guarda y Puesta a Tierra.

En las torres que hemos instalado existe una zona para instalar el cable de guarda y protegernos de la Sobre intensidades atmosféricas.

Para conectar al cable de guarda y a la toma de tierra necesitamos un descargador, mirando en el catálogo de ABB se nos recomienda el siguiente:

Arrester type	Line discharge class	Energy capability (2 impulses) kJ/kV (U_r)	Normal application range (U_m)
EXLIM R	2	5.0	≤ 170 kV
PEXLIM R	2	5.1	≤ 170 kV
EXLIM Q	3	7.8	170-420 kV
PEXLIM Q	3	7.8	170-420 kV
EXLIM P	4	10.8	362-550 kV
PEXLIM P-X	4	12.0	362-550 kV
HS PEXLIM P	4	10.5	362-550 kV
EXLIM T	5	15.4	420-800 kV
HS PEXLIM T	5	15.4	420-800 kV

Table 2.
Energy capability of ABB arresters: The normal application range is only a guide. Arresters for higher class may be required depending on the specific parameters.

Figura 115.Descargadores Línea de Alta Tensión.

Podríamos instalar tanto un EXLIM R como un PEXLIM R.

El Artículo 26 del Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, nos dice que:
1ºEn el caso en que las protecciones de la líneas estuvieran dispuestas para la desconexión rápida el umbral de funcionamiento de los dispositivos de protección podrá ser como máximo de un 50 por 100 de la intensidad generada por la perturbación.

Vemos que las tensiones residuales que deja el dispositivo es inferior al 50% de la intensidad generada por el rayo.

PEXLIM R

Guaranteed protective data 123 - 170 kV

Max. system voltage	Rated voltage	Max. continuous operating voltage [1]		TOV capability [2]		Max. residual voltage with current wave						
		as per IEC	as per ANSI/IEEE			30/60 µs			8/20 µs			
U_m	U_r	U_c	MCOV	1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
123	90	72	72.0	103	99.0	186	193	202	220	234	262	299
	96	77	77.0	110	105	198	206	215	235	249	279	319
	102	78	82.6	117	112	210	218	229	250	265	296	339
	108	78	84.0	124	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	78	98.0	138	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	78	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	78	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	78	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478
145	108	86	86.0	124	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	92	98.0	138	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	92	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	92	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	92	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478
170	132	106	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	108	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	108	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478

More detailed information on the TOV capability and the protective characteristics are given in Publ. 1HSM 9543 13-01en.

1) The continuous operating voltages U_c (as per IEC) and MCOV (as per ANSI) differ only due to deviations in type test procedures.
Uc has to be considered only when the actual system voltage is higher than the tabulated.
Any arrester with U_c higher than or equal to the actual system voltage divided by √3 can be selected.

2) With prior duty equal to the maximum single-impulse energy stress (2.5 kJ/kV (U_r)).

3) Arresters for system voltages 36 kV or below can be supplied, on request, when the order also includes arresters for higher system voltages.

Arresters with lower or higher rated voltages may be available on request for special applications.

Figura 116.Descargador PEXLIM R.

El artículo 26 continúa diciendo que la resistencia de difusión no superará 20 Ω y además en zonas de pública concurrencia será necesario enterrar las picas un metro.

Situamos un dispositivo PEXLIM R en cada apoyo para descargar el impacto de un posible rayo.

El artículo 9º Cables de tierra nos indica que:

Los cables de tierra cuando se empleen para la protección de la líneas, deberán estar conectadas en cada apoyo directamente al mismo.
Usando de conductor de guarda un conductor del mismo tipo instalado en la línea.

1.7.3.5. Cálculo Mecánico Línea de Alta Tensión.

En primer lugar necesito un cable normalizado para eso debemos cruzar los datos de dos tablas:

En primer lugar vemos la tabla con el conductor aluminio acero que hemos seleccionado:

Tabla 1

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Secciones			Número de alambres		Proporción de acero	Diámetro de los alambres		Diámetros		Masa Lineal	Resistencia a la tracción	Resistencia en c.c.	E Módulo de elasticidad	α Coeficiente de dilatación lineal	Regts.		Código
	Al	Sla	Tot.	Al	Sla	E/A	Al	Sla	Alma	Cond						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
	mm²	mm²	mm²			%	mm	mm	mm	mm	kg/km	daN	Ω/km	daN/mm²	ºCx10⁻⁶	A/mm²	A	
40-Al/Sla-6/1	40	6,7	46,7	6	1	17	2,91	2,91	8,74	11	162	1440	0,7174	7900	19,1	3,82	178	54 63 109
63-Al/Sla-6/1	63	10,5	73,5	6	1	17	3,66	3,66	11	214	2163	0,4555	7900	19,1	19,1	3,24	238	54 63 113
100-Al/Sla-6/1	100	16,7	116,7	6	1	17	4,61	4,61	13,8	404	3433	0,2869	7900	19,1	19,1	2,76	320	54 63 116
160-Al/Sla-26/7	160	26,1	186,1	26	7	16	2,80	2,18	8,33	17,7	645	2763	0,2801	7100	18,9	2,38	440	54 63 122
250-Al/Sla-22/7	250	24,6	274,6	22	7	10	3,80	2,11	6,34	21,6	861	6872	0,1154	6700	20,0	2,12	585	54 63 125
250-Al/Sla-26/7	250	40,7	290,7	26	7	16	3,50	2,72	8,16	22,2	1008	6767	0,1155	7500	18,9	2,02	585	54 63 126
400-Al/Sla-45/7	400	27,7	427,7	45	7	7	3,36	2,24	6,73	26,9	1320	9836	0,0722	6600	20,9	1,85	790	54 63 128
400-Al/Sla-34/7	400	31,9	431,9	54	7	13	3,07	2,21	27,6	1130	12304	0,0723	6100	21,3	1,76	790	54 63 129
500-Al/Sla-45/7	500	34,6	534,6	45	7	7	3,76	2,51	7,52	30,1	1650	11941	0,0578	6600	20,9	1,69	905	54 63 131
500-Al/Sla-54/7	500	64,8	564,8	54	7	13	3,43	3,43	10,3	30,9	1888	15380	0,0578	6900	19,3	1,60	905	54 63 132
630-Al/Sla-45/7	630	43,6	673,6	45	7	7	4,22	2,81	8,44	33,8	2079	15645	0,0459	6600	20,9	1,49	1000	54 63 134
630-Al/Sla-54/19	630	79,8	709,8	54	19	13	3,85	2,31	11,6	34,7	2366	19477	0,0459	6700	19,4	1,40	1000	54 63 135
800-Al/Sla-54/7	800	66,7	866,7	54	7	8	3,48	3,48	10,4	38,3	2733	20533	0,0362	6600	20,5	1,23	1070	54 63 137
800-Al/Sla-54/19	800	101	901,0	54	19	13	4,24	2,61	13,0	39,1	3001	24512	0,0362	6700	19,4	1,18	1070	54 63 138

Figura 117.Características Conductores Aluminio Acero.

En primer lugar de la tabla se saca que el conductor 160-A/S-26/7 tiene una sección de 186.1 mm^2 así pues si buscamos un conductor normalizado de la sección más parecida posible nos queda un conductor LA180.

Tabla A1
Características de los cables normalizados

Designación	Sección mm²			Equivalencia en cobre	Diámetro mm		Composición						Carga de rotura kgf daN	Resistencia eléctrica a 20°C Ω/km	Masa (kg/km)			Módulo de elasticidad kgf/mm² N/mm²	Coeficiente de dilatación lineal $\cdot 10^{-6}$	Código
	Alm.	Acero	Total	mm²	Alma	Total	Alambres de Aluminio			Alambres de Acero					Alm.	Acero	Total			
LA 56	46,8	7,8	54,6	30	3,15	9,45	6	3,15	1	3,15	1.670 1.640	0,6136	128,1	60,8	189,1	8.100 79.000	19,1	5463004
LA 70	67,4	11,2	78,6	42	3,70	11,34	6	3,70	1	3,70	2.360 2.310	0,4261	185	87	272	8.100 79.000	19,1	5463007
LA 110	94,2	21,8	116,2	60	4,40	14,40	30	2,40	7	2,40	4.400 4.310	0,3066	258,4	174,3	433	8.200 80.000	17,8	5463010
LA 125 PINGUINO	107	17,9	125,1	67	4,77	14,31	6	4,77	1	4,77	3.750 3.680	0,2875	294	139	433	8.100 79.000	19,1	5463012
LA 175 GORRION	152	24,7	176,7	96	6,36	17,20	26	2,73	7	2,12	5.600 5.500	0,1900	420	193	613	7.700 75.000	18,9	5463017
LA 180	147,3	34,3	181,6	93	7,50	17,50	30	2,50	7	2,50	6.520 6.390	0,1962	467	209	676	8.200 80.000	17,8	5463020
LA 200 HAWK	241,7	39,4	281,1	152	8,04	21,00	26	3,44	7	2,68	8.630 8.450	0,1194	657	310	977	7.700 75.000	18,9	5463023
LA 230 JUTE	337,3	43,7	381,0	212	8,46	25,38	54	2,82	7	2,82	10.870 10.650	0,0857	932	343	1275	7.000 69.000	19,3	5463032
LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	253	9,24	27,72	54	3,08	7	3,08	12.650 12.400	0,0718	1112	409	1521	7.000 69.000	19,3	5463035
LA 510 RAIL	483,4	32,4	516,8	304	7,39	29,59	45	2,70	7	2,47	11.800 11.580	0,0599	1339	261	1600	6.700 66.000	20,9	5463038
LA 545 CARDINAL	484,5	63,1	547,3	305	10,14	31,42	54	3,38	7	3,38	15.150 14.850	0,0556	1348	492	1841	7.000 69.000	19,3	5463041
LA 860 LAPWING	805,7	55,6	861,3	506	9,54	38,16	45	4,77	7	3,18	19.050 18.700	0,0359	2252	434	2686	6.700 66.000	20,9	5463056

Figura 118.Características Conductores Normalizados Aluminio Acero.

Una vez llegados a este punto vamos a tabular las propiedades mecánicas del cable que hemos elegido:

Sección	181,6	mm^2	Diámetro	20	mm
Carga de rotura	6520	Kg			
Masa	676	Kg/Km			
Modulo de elasticidad	8200	Kg/mm^2			
Coeficiente de dilatación	0,0000178				

Figura 119.Propiedades Mecánicas Conductor.

Para el cálculo del vano y la flecha máxima deberemos mirar el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión y así consideramos las siguientes zonas:

CAPITULO VI

Cálculos mecánicos

Art. 27. Conductores.

1. Tracción máxima admisible.

La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por 2,5, si se trata de cables; o dividida por 3 si se trata de alambres; considerándolos sometidos a la hipótesis de sobrecarga siguiente en función de las zonas de sobrecarga definidas en el artículo 17.

En zona A: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, según el artículo 16, a la temperatura de –5°C.

En zona B: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el artículo 17, a la temperatura de –15°C.

En zona C: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el artículo 17, a la temperatura de –20°C.

En las zonas B y C, en el caso de que pudieran presentarse sobrecargas de vientos superiores a las de hielo indicadas, bien fuese por poder preverse sobrecargas de viento de valor excepcional o por tratarse de cables huecos o con rellenos, además de la hipótesis de máxima tensión fijada anteriormente y con el mismo coeficiente de seguridad se considerará la siguiente:

Hipótesis adicional: Se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a su peso propio y a una sobrecarga de viento. Esta

Figura 120.Zonas para el cálculo mecánico Líneas Alta Tensión

Si vemos el Artículo 17, nos dice que en lo referente a las sobrecargas de hielo el país de divide en tres zonas:

Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.

Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

Zona A: No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.

Zona B: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$180 \times \sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal}$$

siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

Zona C: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$360 \times d \text{ gramos por metro lineal}$$

siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

Figura 121.Zonas para el cálculo mecánico Líneas Alta Tensión

Nuestra Zona sería Zona A.

Sobre conductores con diámetro superior a 16 mm la presión del viento es:

P_v=50 Kg/m^2

La flecha de nuestro conductor es:

$$f = \frac{1}{8} \cdot \frac{a^2 . w}{T} (m)$$

Siendo a el vano, W la carga y T la tensión de ruptura.

Así pues obtenemos la flecha del caso más desfavorable:

Cálculo Mecánico de Líneas

Conductor LA180
Zona A (Mahón)

Voy a ir modificando el vano hasta encontra

vano	0,24	Km

Sección	181,6	mm^2	Diámetro	20	mm
Carga de rotura	6520	Kg			
Masa	676	Kg/Km			
Modulo de elasticidad	8200	Kg/mm^2			
Coeficiente de dilatación	0,0000178				

Tc	14,3612335	Kg/mm^2

Zona A Caso más desfavorable

Viento 120 Km/h y temperatura de -5ºC

pv	50	Kg/m^2

pv	1000	Kg/Km
p	676	Kg/Km

Wc	6,646765466	Kg/Km.mm^2

fc	3,332353828	m

Pc	1207,05261	Kg/Km
mc	1,78558078	

Figura 122.Cálculo Mecánico Línea LA180 Mahón.

Ahora obtengo el cálculo de vibración según el C.I.G.R.E:

Comp Fem Vibratorios				
			20% Tr	8,61674009 Kg/mm^2
ECC				
A	-7,22640512	td	7,64	Kg/mm^2
B	869,452386			
	Vemos que cumple el criterio			

Ahora en los otros casos según la norma:

Caso E				
Ahora voy calculando las flechas para las otras hipótesis.				
Viento 120 Km/h y temperatura de 15ºC				
f(m)	3,33235383			

Caso F				
Ahora voy calculando las flechas para las otras hipótesis.				
Temperatura de 50ºC				
			f(m)	5,85
We	3,72246696	Kg/mm^2.Km		
A	-2,11780512	tf	2,0443	Kg/mm^2
B	272,701042			

Caso G				
Por ser zona A no tenemos en cuenta el peso del manguito de hielo pero si hacemos el cálculo para 0ºC				
Wg	3,72246696	Kg/mm^2.Km	f(m)	4,43
A	-9,41580512	tg	1,3798	Kg/mm^2
B	272,701042			

Figura 123.Cálculo Mecánico Línea LA180 Mahón.

Quedando finalmente el cálculo de Aislaldores:

Mahón es una zona marina sin contaminación:

Como en Mahón el nivel de contaminación es marino el nivel de aislamiento sería: NA= 25 mm/Kv

Voy a usar un aislador E120 con una linea de fuga de 29.2 cm.
Siendo la tensión U=132 Kv y la máxima sobretensión según los apuntes sería U´=145 Kv y aplicando la fórmula obtengo el número de aisladores.

$$NA=\frac{n.L}{U'}$$

Aisladores

Mirando en la tabla de características del aislador E-120
Tengo:

TR	12232,4159	Kg
Peso aislador	3,8	Kg

La zona de Mahón es marina

Línea de fuga	25	mm/KV
n	13	aisladores

Ahora cálculo a resistencia.

$$\frac{T_{rot_{aisladores}}}{3} > P' + P_{aisladores} + P_{cadena}$$

P': peso propio cable más la acción del viento (zona A) o del hielo (zonas B y C)

P'	0	Kg
Paisladores	49,4	Kg
Cadena	59,28	Kg
	108,68	

Aquí mayoro el 20% el peso de los aisladores

Tr/2,5	4892,96636

Veo que cumple el criterio en los aisladores

Figura 124.Cálculo Mecánico Línea LA180 Mahón.

El terreno es llano, por tanto podremos colocar los apoyos de la línea equidistantes desde las dos subestaciones.

Habiéndo concluido aquí el cálculo mecánico de la línea.

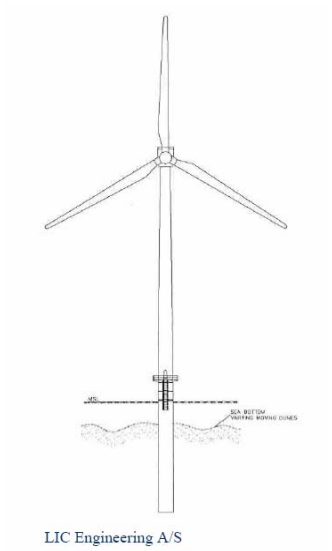
1.8. Obra Civil.

1.8.1. Aerogeneradores.

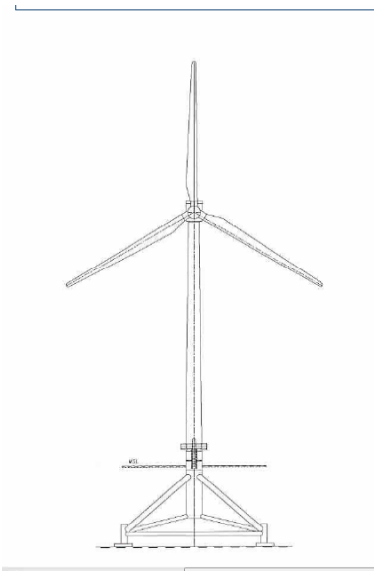
En primer lugar todos los materiales cumplirán a corrosión con la norma ISO 12944-1/8

Para la cimentación de los Aerogeneradores dispondremos de varias alternativas:

Monopilote:



Tripode:



Suction Pile Jacket:

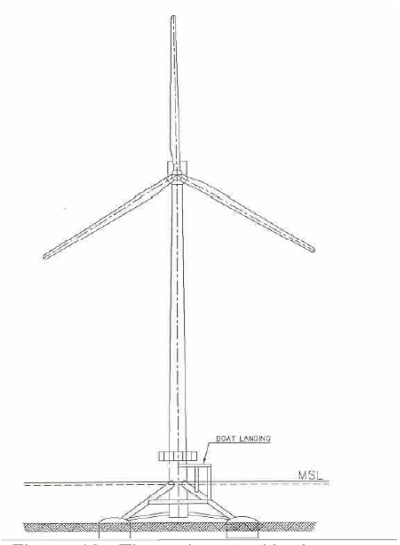


Figura 125.Tipos cimentación Aerogeneradores.

El primer método del monopilote, el más común necesita cimentación y pilotar a mucha profundidad a no menos de 20 m para un aerogenerador como el nuestro.
Los otros dos métodos necesitarían grandes estructuras de acero, necesitando alrededor de 1000 toneladas para compensar el momento de vuelco como indico en la tabla:

Estimación de la Cimentación		
Pv	50	Kg/m^2
Velocidad viento	120	Km/h
Diámetro rotor	80	m

F	2,513E+05	Kg
M	2,011E+07	Kg.m

F	1,972E+02	KN
M	1,972E+05	KN.m

Estructura	1000	T
Góndola	67	T
Rotor	37	T
	1104	T

Diametro cimentación	18,21	m

Figura 125.Estimación diseño Cimentación.

Me he limitado a estimar la carga de vuelco del molino y compensarla con un momento recuperador en función del peso de la estructura total y un diámetro de cimentación para obtener el momento recuperador

El primer problema es evidente necesito una grúa marina que levante 1000 Toneladas lo que es un problema.
Pero con la cimentación de gravedad más acero esto se resuelve.

Aunque en la actualidad el método de cimentación más moderno es la Cimentación de Gravedad más acero.

La mayoría de parques eólicos marinos existentes utilizan cimentaciones por gravedad. Un nueva tecnología ofrece un método similar al de cajón de hormigón (por gravedad). En lugar de hormigón armado se utiliza un tubo de acero cilíndrico situado en una caja de acero plana sobre el lecho marino.

Consideraciones de peso

Una cimentación de acero por gravedad es considerablemente más ligera que las cimentaciones de hormigón. Aunque la cimentación final debe tener un peso de aproximadamente 1000 toneladas, el peso de la estructura de acero será solamente de 80 a 100 toneladas para profundidades de agua entre 4 y 10 metros (en las estructuras del mar Báltico, que requieren protección contra el hielo a la deriva, deberán añadirse otras 10 toneladas).

El relativo poco peso permite que los remolques transporten e instalen muchas cimentaciones a la vez, utilizando las mismas grúas relativamente ligeras utilizadas para el montaje de las turbinas.

Las cimentaciones por gravedad se rellenan de olivina, que es un mineral muy denso, que proporciona la suficiente resistencia para que las cimentaciones soporten las olas y la presión del hielo.

Consideraciones de tamaño

La base de una cimentación de este tipo será de 14 por 14 m (o de 15 m de diámetro para una base circular) para profundidades de agua de 4 a 10 m (en caso de un aerogenerador con un diámetro del rotor de aproximadamente 65 m).

Acondicionamiento del lecho marino

La ventaja de la solución del cajón de acero es que la cimentación puede ser preparada en tierra, y puede ser utilizada en cualquier tipo de lecho marino, aunque se necesita un acondicionamiento previo del mismo. El limo tiene que ser eliminado y un lecho de grava debe ser preparado por buzos antes de colocar la cimentación en su emplazamiento.

Protección contra la erosión

Normalmente, el lecho marino de alrededor de la base de la cimentación deberá estar protegido contra la erosión colocando cantos rodados o rocas alrededor de los bordes de la base. Lo mismo ocurre con la versión en hormigón de las cimentaciones por gravedad, lo que hace que este tipo de cimentación sea relativamente más costoso en áreas con una erosión significativa.

Costes por metro de profundidad de agua para cimentaciones de acero por gravedad

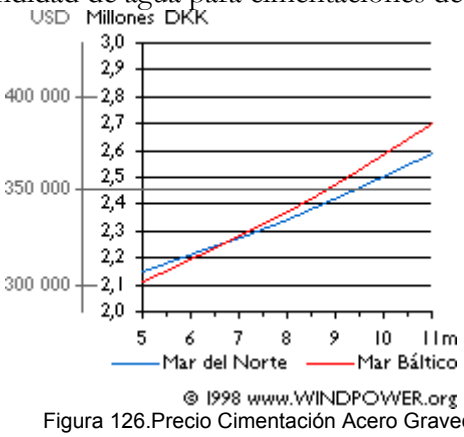


Figura 126.Precio Cimentación Acero Gravedad.

El coste de penalización que supone el moverse hacia aguas más profundas es mínimo si se compara con el de las cimentaciones de acero tradicionales. La razón es que la base de la cimentación no necesita crecer proporcionalmente con la profundidad del agua para hacer frente a la presión del hielo y las olas.
Los costes estimados para este tipo de cimentación son, por ejemplo, de 2.343.000 coronas danesas (335.000 dólares americanos) para una máquina de 1,5 MW situada a 8 m de profundidad del agua en el mar Báltico (cifras de 1997). Estas cifras incluyen los costes de instalación.
El gráfico muestra la variación del coste respecto a la profundidad del agua. Curiosamente, el factor de dimensionamiento (el que decide la resistencia y el peso requeridos en la cimentación) no es la turbina en sí misma, sino las fuerzas de presión del hielo y de las olas.

Así pues sólo necesitaríamos alquilar una gabarra para colocar las distintas piezas del aerogenerador y no necesitaríamos pivotar con los problemas de ruidos que provocarían y tampoco nada muy especial para las tomas de tierra, simplemente colocarlas por los buzos en lecho marino y luego colocar el resto de la estructura sobre la instalación.

Figura 127.Barco con grúa colocación Aerogeneradores.

No obstante habría que hacer un proyecto de obra civil para el diseño de detalle de la cimentación, teniendo en cuenta un estudio previo de las propiedades del terreno.

1.8.2. Otras Estructuras.

Para la colocación de cada una de las torres de Alta Tensión será necesario el cálculo de la cimentación para las cargas que va a soportar la Estructura.

Al lado de la subestación se construirá un edificio con las funciones de taller y sala de control remoto del parque de aerogeneradores, dicho proyecto será conveniente su adjudicación a alguna empresa de la zona para intentar la introducción más positiva y favorable del proyecto en la zona.

Firmado:

Miguel Fernández García

Bibliografía:

Páginas WEB:
Red Eléctrica de España
Sistema Eléctrico Balear.
Boletín Mensual Sistema Eléctrico Balear Enero 2009.

Asociación Danesa de Energía Eólica.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION
www.windpower.org

Periódico Digital Ciutat.es

www.windfinder.com

Trabajos y Artículos:

Perspectivas de Futuro de los Parques Eólicos del Mar ETSII Satander
Javier Arroyo Guillermo,Raquel de la Fuente y J.escobar.

La protección contra Rayos Turbinas Eólocias Ernesto Noriega Stefanov.

Documentación Solicitud Parque Eólico LZ03BIS Teguse Lanzarote.

Publicaciones:

FRB y AFA El Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Lissaman P.B.S et al ISBN 84-7721-638-X.

Critical Sigues in the dessign and assesment of wind turbine array proceedins of the 4 th International Symposium on Wind Energy System ISBN 0906085 Estocolmo 1982.

JRF,MRG y CCP Tecnología Eléctrica ISBN 84-7738-767-2.

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ISBN 84-340-1374-6

Alta Baja Tensión Reglamentos Electrotécnicos ISBN84-7258-106-3

Catálogos e información:

Prysmian Cable And Systems Cables y Accesorios Media Tensión RD 223/2008

Catálogos ABB y Schneider aparamenta alta y media tensión.

Información oficial:

Instituto Hidrográfico de la Marina (Carta Naútica).

Mapa Eólico Europa Risoe Nacional Laboratory.

Ministerio de Industria Turismo y Comercio (Mapas Eólicos).